



INFORMACIÓN
FINANCIERA
TRIMESTRAL 2024
DICIEMBRE

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.	EFEKTIVO Y EQUIVALENTES DE EFEKTIVO, EFEKTIVO RESTRINGIDO, INVERSIONES A CORTO PLAZO Y ACTIVOS FINANCIEROS DERIVADOS	6
2.1.2.	CUENTAS POR COBRAR RELACIONADAS Y OTRAS	6
2.1.3.	ACTIVOS FINANCIEROS A VALOR RAZONABLE CON CAMBIOS EN RESULTADOS E INVERSIONES EN SUBSIDIARIAS.....	6
2.1.4.	DEUDA FINANCIERA.....	6
2.1.5.	CUENTAS POR PAGAR.....	6
2.1.6.	DIVIDENDOS POR PAGAR.....	7
2.2.	VARIACIONES DEL ESTADO CONSOLIDADO DEL RESULTADO INTEGRAL.....	7
2.2.1.	INGRESOS POR CAMBIOS EN EL VALOR RAZONABLE DE LOS ACTIVOS FINANCIEROS A VALOR RAZONABLE CON CAMBIOS EN EL RESULTADO.....	7
2.2.2.	RECLASIFICACIÓN DEL AJUSTE ACUMULADO POR CONVERSIÓN DE MONEDA RELACIONADO CON LOS ACTIVOS FINANCIEROS	7
2.2.3.	INGRESOS POR DIVIDENDOS.....	7
2.2.4.	GASTOS OPERATIVOS Y GENERALES, Y GASTOS DE PERSONAL.....	7
2.2.5.	GASTOS FINANCIEROS, NETOS.....	7
2.2.6.	IMUESTO SOBRE LA RENTA.....	7
2.3.	INDICADORES FINANCIEROS DEL EMISOR	8
III.	ANÁLISIS DEL SECTOR ECONÓMICO	9
3.1.	ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA.....	9
3.2.	ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA	15
3.3.	ANÁLISIS DEL SECTOR GAS DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA.....	20
IV.	ADMINISTRACIÓN DE LOS RIESGOS	28
V.	OTROS FACTORES IMPORTANTES.....	37

I. ESTADOS FINANCIEROS NO AUDITADOS

Haina Investment Co., Ltd.

Estado de Situación Financiera

No Auditado

(Valores expresados en dólares estadounidenses - USD)

	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Activos		
Efectivo y equivalentes de efectivo	12,999,829	9,295,559
Cuentas por cobrar comerciales y otras	5,072,815	7,461,826
Gastos pagados por anticipado	1,500	1,500
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	696,064,681	643,062,018
Inversiones en subsidiarias	-	-
Total Activos	714,138,825	659,820,903
Pasivos y Patrimonio		
Deuda financiera a corto plazo	22,500,000	40,000,000
Cuentas por pagar	2,576,977	939,088
Dividendos por pagar	-	3,443,730
Deuda financiera a largo plazo	64,610,253	39,563,495
Total pasivos	89,687,230	83,946,313
Patrimonio		
Capital social	144,500,000	144,500,000
Ganancias retenidas	479,951,595	431,374,590
Total patrimonio	624,451,595	575,874,590
Total Pasivos y Patrimonio	714,138,825	659,820,903

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

(Valores expresados en dólares estadounidenses - USD)

	Por el año terminado el 31 de diciembre de	
	2024	2023
Cambios en el valor razonable de los activos financieros a valor razonable con cambios en el resultado	53,002,663	375,375,764
Reclasificación del ajuste acumulado por conversión de moneda relacionado con los activos financieros	-	(33,601,376)
Ingresos por dividendos	15,000,000	28,500,000
Total Ingresos	68,002,663	370,274,388
Gastos administrativos	(1,200,953)	(5,656,805)
Ganancia en operaciones	66,801,710	364,617,583
Gastos financieros	(7,130,623)	(10,287,670)
Ingresos financieros	4,523,153	342,984
Ganancia antes de impuesto sobre la renta	64,194,240	354,672,897
Gastos de impuesto	(1,310,965)	(1,873,286)
Ganancia neta	62,883,276	352,799,611
Atribuible a los accionistas de Haina Investment Co., Ltd.	62,883,276	352,799,611
Atribuible al interés minoritario	-	-
Otro resultado integral, neto de impuestos:		
Partidas que posteriormente podrían no ser reclasificadas al estado de resultados		
Ajuste por conversión de moneda	-	-
Resultado integral	62,883,276	352,799,611
Ganancias por acción básicas y diluidas (en centavos de USD)	0.44	2.44

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

(Valores expresados en dólares estadounidenses - USD)

	Capital social	Otro resultado integral	Ganancias retenidas	Total patrimonio
Saldo al 1 de enero de 2023	144,500,000	(33,601,376)	91,074,979	201,973,603
Ganancia neta	-	-	352,799,611	352,799,611
Dividendos declarados	-	-	(12,500,000)	(12,500,000)
Ajuste por cambio en política contable	-	33,601,376	-	33,601,376
Saldo al 31 de diciembre de 2023	144,500,000	-	431,374,590	575,874,590
Ganancia neta	-	-	62,883,275	62,883,275
Dividendos declarados	-	-	(14,306,270)	(14,306,270)
Saldo al 31 de diciembre de 2024	144,500,000	-	479,951,595	624,451,595

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

(Valores expresados en dólares estadounidenses - USD)

	Por el año terminado el 31 de diciembre de	
	2024	2023
Flujos de efectivo de actividades de operación		
Ganancia antes de impuesto sobre la renta	64,194,240	354,672,897
Aumento de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	(53,002,663)	(375,419,704)
Reclasificacion del ajuste acumulado por conversion de moneda relacionado con los activos financieros	-	33,601,376
Gastos financieros, netos	7,138,201	10,287,670
Cambios en activos y pasivos		
Cuentas por cobrar comerciales y otras	2,389,011	(7,457,448)
Gastos pagados por anticipado	-	37,062
Cuentas por pagar	(64,091)	(1,867,680)
Efectivo provisto por las actividades de operación	<u>20,654,698</u>	<u>13,854,173</u>
Intereses pagados	(6,700,428)	(6,886,645)
Impuestos pagados	-	(2,250,000)
Efectivo neto (usado en) provisto por las actividades de operación	<u>13,954,270</u>	<u>4,717,528</u>
Flujos de efectivo de actividades de financiamiento		
Fondos obtenidos de deuda	15,500,000	(89,680,000)
Emision bonos corporativos	25,000,000	80,000,000
Pagos de deuda	(33,000,000)	-
Dividendos pagados	(17,750,000)	(12,500,000)
Efectivo neto provisto por las actividades de financiamiento	<u>(10,250,000)</u>	<u>(22,180,000)</u>
(Disminución) aumento neto en efectivo y equivalentes de efectivo, y efectivo restringido	3,704,270	(17,462,472)
Efectivo y equivalentes de efectivo, y efectivo restringido al inicio del periodo	9,295,559	26,758,031
Efectivo y equivalentes de efectivo, y efectivo restringido al final del periodo	<u>12,999,829</u>	<u>9,295,559</u>

II. EVALUACIÓN DE LA SITUACIÓN FINANCIERA

HAINA INVESTMENT CO., LTD. (Registro SIVEV-069) Estados Financieros No Auditados al 31 de diciembre de 2024

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 31 de diciembre de 2024 en comparación con los estados financieros separados auditados al 31 de diciembre de 2023.

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

2.1. VARIACIONES DEL ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023.

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 12.9 millones, representando un incremento de 39.8 % en comparación al mismo período del año anterior, debido principalmente al incremento de las cuentas por pagar y deuda financiera.

2.1.2. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES Y OTRAS

Las Cuentas por Cobrar Comerciales y Otras alcanzaron USD 5.0 millones, representando una reducción de 32 % en comparación con el mismo período del año anterior, debido en su totalidad a menores cuentas por cobrar en Manzanillo Gas & Power, S.A. y demás entidades que conforman la estructura corporativa del proyecto de Manzanillo.

2.1.3. ACTIVOS FINANCIEROS A VALOR RAZONABLE CON CAMBIOS EN RESULTADOS E INVERSIONES EN SUBSIDIARIAS

Los Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Resultados ascendieron a USD 696 millones, representando un aumento de 8.2 % en comparación al mismo período del año anterior, debido principalmente a la variación del valor cuota de FICDIE I.

2.1.4. DEUDA FINANCIERA

La Deuda Financiera ascendió a USD 87.1 millones, incrementando un 9.5 % en comparación con el mismo período del año anterior, debido principalmente a la colocación de bonos corporativos para financiar en parte las inversiones realizadas por HIC en Manzanillo Gas & Power, S.A. y demás entidades que conforman la estructura corporativa del proyecto de Manzanillo.

2.1.5. CUENTAS POR PAGAR

Las Cuentas por Pagar alcanzaron USD 2.6 millones, representando un incremento de un 174 % en comparación con el mismo período del año anterior, debido principalmente a intereses por pagar y provisión de impuesto sobre la renta.

2.1.6. DIVIDENDOS POR PAGAR

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

2.2. VARIACIONES DEL ESTADO CONSOLIDADO DEL RESULTADO INTEGRAL

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023.

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

Los Ingresos por Cambios en el Valor Razonable de los Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en el Resultado alcanzaron USD 53 millones, presentando una reducción de 86 %, derivado del valor cuota del FICDIE I al cierre del período fiscal 2023.

2.2.2. RECLASIFICACIÓN DEL AJUSTE ACUMULADO POR CONVERSIÓN DE MONEDA RELACIONADO CON LOS ACTIVOS FINANCIEROS

La reclasificación del ajuste acumulado por conversión de moneda relacionado con los activos financieros alcanzo USD 0, presentando una reducción del 100% con relación al período anterior. Para el 2023 esta partida resultó del cambio de política contable implementado en dicho período.

2.2.3. INGRESOS POR DIVIDENDOS

Los Ingresos por Dividendos alcanzaron USD 15 millones, presentando una reducción de un 47% con relación al período anterior debido a la reducción de las distribuciones realizadas por subsidiaria o inversiones directas.

2.2.4. GASTOS OPERATIVOS Y GENERALES, Y GASTOS DE PERSONAL

Los Gastos Operativos y Generales, y Gastos de Personal ascendieron a USD 1.2 millones, representando una disminución de 79 % con relación al mismo período del año anterior, debido principalmente a la reducción de gastos de desarrollo asociados al proyecto de Manzanillo asumidos directamente por HIC.

2.2.5. GASTOS FINANCIEROS, NETOS

Los Gastos Financieros, Netos ascendieron a USD 2.6 millones, disminuyendo en un 74 % en comparación con el mismo período del año anterior debido a la disminución del gasto interés y de los gastos diferidos de financiamientos, producto de la estrategia de manejo de pasivos implementada por HIC, así como por el incremento de los ingresos financieros producto del rendimiento de inversiones.

2.2.6. IMPUESTO SOBRE LA RENTA

El Impuesto sobre la Renta sumó a USD 1.3 millones, representando una disminución de 30 % con relación al mismo período del año anterior, debido a la reducción en dividendos recibidos en el período.

2.3. INDICADORES FINANCIEROS DEL EMISOR

Haina Investment Co., Ltd.

Ratios Financieros

No Auditado

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

		Por el año terminado el 31 de diciembre de	
	Unidad de medida*	2024	2023
Indicadores de Liquidez			
Indicador de Liquidez Corriente	Ratio	0.7x	0.4x
Prueba Ácida	Ratio	0.7x	0.4x
Capital de Trabajo Neto	USD	(7.0)	(27.6)
Indicadores de Endeudamiento			
Razón de Endeudamiento	Ratio	0.1x	0.1x
Total Pasivos / Total Patrimonio	Ratio	0.1x	0.1x
Deuda Financiera / Total Pasivos	%	97%	95%
Deuda Largo Plazo / Deuda Total	%	74%	50%
Proporción de Deuda a Corto Plazo / Deuda Total	%	26%	50%
Cobertura de Gastos Financieros	Ratio	26.1x	37.2x
Indicadores de Actividad			
Días de Cuentas por Cobrar	Días	27.2	7.4
Días de Cuentas por Pagar	Días	13.8	0.9
Rotación de Cuentas por Cobrar	Días	13.4	49.6
Rotación de Cuentas por Pagar	Días	26.4	394.3
Indicadores Financieros			
EBITDA	USD	66.8	364.6
Flujo de Caja Libre	USD	14.0	4.7
Indicadores de Rentabilidad			
Rentabilidad Patrimonio de Accionistas	%	10.5%	87.1%
Rentabilidad de la Inversión del Activo	%	9.2%	71.5%
Utilidad por Acción	USD centavos	0.44	2.44

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

3. 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 trasladó 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 períodos allí señalados.

Número de clientes facturados

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Oct-24
EDE Norte	909,605	965,756	1,020,912	1,073,399	1,136,081	1,185,318	1,202,602	1,218,065
EDE Sur	636,682	728,926	834,382	864,867	885,029	907,865	924,967	931,053
EDE Este	646,376	657,065	670,428	681,375	692,557	716,354	729,163	768,371
Total	2,192,663	2,351,747	2,525,722	2,619,641	2,713,668	2,809,536	2,856,732	2,917,488

Energía Facturada (GWh)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Oct-24
EDE Norte	3,036	3,256	3,525	3,589	3,895	4,016	4,212	3,731
EDE Sur	3,679	3,847	4,290	4,156	4,298	4,365	4,902	4,150
EDE Este	2,929	3,137	3,245	2,739	2,994	3,083	3,038	2,743
Total	9,644	10,240	11,059	10,484	11,186	11,464	12,152	10,623

Fuente: Ministerio de Energía y Minas, Informe de Desempeño – octubre 2024.

Transmisión

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

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

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

Generación

La capacidad de un generador se mide en términos de capacidad instalada. La tabla siguiente muestra la capacidad instalada de las empresas de generación en República Dominicana al 31 de diciembre de 2024:

Empresa	Capacidad Total (MW)	% Capacidad Instalada
AES Andrés	319.00	4.75%
AES Renewables Energy SR	249.00	3.71%
Agua Clara	55.00	0.82%
CDEEE	782.00	11.65%
CESPM	300.00	4.47%
DPP	359.25	5.35%
EGEHID	617.99	9.21%
Electronic JRC	73.00	1.09%
Emerald Energy	32.60	0.49%
GPLV	194.50	2.90%
Grupo Eólico Dominicano	34.00	0.51%
EGE Haina	1,130.50	16.84%
ITABO	294.00	4.38%
LAESA	147.26	2.19%
Lear Investment	100.11	1.49%
Los Orígenes	60.69	0.90%
Complejo Metalúrgico	42.00	0.63%
Monte Rio	39.40	0.59%
Montecristi Solar	57.96	0.86%
PECASA	50.00	0.74%
Poseidón	96.60	1.44%
PVDC	225.30	3.36%
San Felipe	185.00	2.76%
San Pedro Bio Energy	30.00	0.45%
Seaboard	258.00	3.84%
WCG Energy	66.80	1.00%
CEPM	8.25	0.12%
SIBA ENERGY	210.00	3.13%
KOROR BUSINES	65.00	0.97%
KARPOWERSHIP	188.66	2.81%
ENREN SRL	75.16	1.12%
MATRISOL	55.10	0.82%
ECOENER	96.05	1.43%
Maranatha Energy investment s.r.l	11.18	0.17%
DESARROLLOS FOTOVOLTAICO DSS	64.70	0.96%
WCGF Solar II, SRL.	67.00	1.00%
ENERGIA RENOVABLE BAS, S.R.L	71.46	1.06%
Total	6,712.52	100%

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

El Mercado Eléctrico Dominicano

Demand

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 – 2024.

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

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

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

Oferta

Al 31 de diciembre de 2024, la capacidad instalada del SENI era de 6,712.52 MW. La generación de electricidad en República Dominicana depende en gran medida de la generación térmica, que al 31 de diciembre del 2024 representó el 82.90% de la producción total de energía, siendo el 17.10% restante producción hidroeléctrica, biomasa, solar y eólica. La tabla debajo muestra la capacidad instalada en República Dominicana por tecnología (excluyendo sistemas aislados) al 31 de diciembre de 2024.

Tecnología	Capacidad Instalada	
	MW	%
Ciclo Combinado	1,163.25	17.54%
Eólica	418.85	6.32%
Hidroeléctrica	617.99	9.32%
Motor Combustión Interna	1,506.56	21.49%
Turbina de Gas	494.00	7.45%
Turbina de Vapor	1,156.85	17.45%
Solar	1,355.01	20.44%
Total	6,630.76	100.0%

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

Generalidades

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

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

Distribución

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

Comercialización

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

Generación

A 4Q24, el 65.44% de la generación real entregada al Sistema de Transmisión Nacional (STN) se produjo a partir del recurso hídrico. La alta participación del recurso hídrico causa una elevada volatilidad de los precios de la energía que cotizan en bolsa, pues están sujetos a la variabilidad de las condiciones climáticas. En esta oportunidad el precio ha presentado una tendencia creciente en línea con el comportamiento en el nivel de embalse agregado. Las plantas de generación a base de combustible fósil representan la segunda fuente de energía eléctrica, entregando el 29.36% de lo requerido por la demanda nacional.

Concepto	Hidráulica	Combustible Fósil	Solar	Biomasa	Eólica
Generación GWh	54,494.54	24,449.56	3,303.4	871.02	148.79

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

Durante 2024, el SIN ha recibido del parque generador 83.27 TWh. El mayor aporte en la generación lo realizaron las centrales con fuentes renovables, con el 70.64 % del total de la electricidad generada, es decir, 58.8 TWh.

La matriz de generación en la vigencia 2024 ha presentado la siguiente composición:

Generación Renovable (GWh)	Generación No Renovable (GWh)	Generación total (GWh)
58,820.03	24,449.56	83,267.32

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

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

Planta	Generación [GWh]	Part.[%]
ITUANGO	6,997.7	8.40 %
SAN CARLOS	5,206.1	6.25 %
GUAVIO	4,599.6	5.52 %
SOGAMOSO	4,139.2	4.97 %
TEBSAB CC	4,035.7	4.85 %
PAGUA	3,413.8	4.10 %
PORCE III	3,224.1	3.87 %
CHIVOR	2,956.0	3.55 %
GUATRON	2,667.1	3.20 %
FLORES 4 CC	2,620.6	3.15 %
GUATAPE	2,412.5	2.90 %
TERMOCANDELARIA CC	2,355.5	2.83 %
BETANIA	1,695.8	2.04 %

EL QUIMBO	1,535.9	1.84 %
ALTO ANCHICAYA	1,511.3	1.81 %
GECELCA 32	1,484.8	1.78 %
PORCE II	1,431.9	1.72 %
URRA	1,312.8	1.58 %
MIEL I	1,308.4	1.57 %
PLAYAS	1,230.0	1.48 %
TASAJERO 2	1,228.4	1.48 %
TASAJERO 1	1,176.6	1.41 %
LA TASAJERA	1,171.5	1.41 %
PAIPA 4	1,140.9	1.37 %
GECELCA 3	935.1	1.12 %
GUAJIRA 1	912.4	1.10 %
TERMOVALLE CC	777.9	0.93 %
GUAJIRA 2	741.3	0.89 %
SALVAJINA	728.0	0.87 %
FLORES I CC	698.2	0.84 %
TERMONORTE	516.7	0.62 %
JAGUAS	502.5	0.60 %

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	32
Plantas de generación térmica DC	39
Plantas de generación solar DC	7
Plantas de generación hidráulica NDC	128
Plantas de generación térmica NDC	19
Plantas de generación solar NDC	146
Plantas de generación eólica NDC	1
Plantas de auto y co-generación NDC	40
Embalses	24

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

A la fecha, la capacidad instalada de plantas de generación solar es: 3,303 MW

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	12,418.39
Transmisión 138 kV	15.49
Transmisión 220 – 230 kV	13,556.83
Transmisión 500 kV	3,654.60
Total SIN	29,645.31

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

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

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

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

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

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

Nivel de Transformación	Capacidad de Transformación (MVA)
Transformación 110 kV	10,599.00
Transformación 115 kV	13,062.02
Transformación 138 kV	40.00
Transformación 220 kV	14,279.00
Transformación 230 kV	22,504.80
Transformación 500 kV	16,278.00
Total Transformación SIN	77,029.82

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

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

Demanda de energía nacional

La demanda total de energía en Colombia según XM S.A. ESP en el año 2024 fue 82.1 TWh y 79.9 TWh en el periodo equivalente durante 2023, lo que representa un crecimiento del 2.35%.

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%

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

Oferta Energética

La capacidad efectiva neta fue de 21,400.7 MW en diciembre de 2024, de los cuales el 89.91% corresponde a plantas despachadas centralmente, mientras que 10.09% están asociados a centrales de menos de 20MW. La composición de la capacidad de generación es 61.77% hidroeléctrica, 28.4 % fósil, 8.89% solar y 1 % biomasa. La capacidad de generación neta efectiva por tamaño y tecnología se muestra a continuación:

Fuente de energía	2024 MW	2023 MW	Participación (%)	Variación 2024 vs. 2023
Recursos despachados centralmente				
Hidráulicos	12,237	12,237	57.08%	0.00%
Térmicos	5,867	5,836	27.37%	0.53%
Gas	2,983	2,983	13.92%	0.00%
Carbón	1,613	1,634	7.52%	-1.29%
Combustóleo	266	266	1.24%	0.00%
ACPM	903	903	4.21%	0.00%
GLP	52	-	0.24%	N.A.
Jet1	50	50	0.23%	0.00%
Solar	1,138	-	5.31%	N.A.
Recursos NO despachados Centralmente				
Menores	2,195	1,869	10.24%	17.44%
Hidráulicos	983	969	4.58%	1.40%
Térmicos	213	174	0.99%	22.52%
Solar	798	507	3.72%	57.56%
Viento		18	0.00%	-100.00%
Cogeneradores	200	200	0.93%	0.00%
Total SIN	21,437	19,941	100.00%	7.50%

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

Durante el 2024 se observa que las plantas solares, fueron los recursos que aportaron la mayor parte a la expansión en capacidad instalada. Actualmente el parque generador cuenta con 1,877 MW en operación y 184 MW en pruebas. Además, se presentó un aumento de 292 MW correspondientes a generación Solar de plantas no despachadas centralmente, un incremento de 1,430 MW en la CEN de plantas de fuentes de energía renovables y se presentó un incremento de 70 MW en la CEN de las plantas de fuentes de energía no renovables.



Proyectos solares y eólicos actualmente en operación y pruebas 1.984,53 MW

Operación 1.392,17 MW

Pruebas 592,36 MW

Actualización: Noviembre de 2024

Proyectos en operación (Capacidad en MW):

1. ALFREZ - 0,6 MW
2. ALUMINA - 1,97 MW
3. ALVARO MONTOYA - 4 MW
4. SARAYA - 1 MW
5. BASILICA - 0,98 MW
6. EL COPE - 4 MW
7. BUGA ISOLLA - 4,9 MW
8. CAMÁN CEMENTERIO - 9 MW
9. CERRO DE LA MONTAÑA - 1,9 MW
10. CIEANS - 1,39 MW
11. COMINSA - 0,01 MW
12. CORINDAO EL SALVADOR I - 0,01 MW
13. DINAMERICA - 9 MW
14. EL BOSQUE - 0,01 MW
15. EL BANCO - 0,98 MW
16. EL ENCANTO - 0,99 MW
17. EL FALCON - 0,01 MW
18. EL SALADO - 0,1 MW
19. FLANDES - 19,9 MW
20. GUATAPÉ - 0,01 MW
21. HONDIA - 9,9 MW
22. HONDA - 0,01 MW
23. LA HOGUERA - 0,88 MW
24. LA HENA - 9 MW
25. LA LOMA - 0,01 MW
26. LA TOLUA - 19,9 MW
27. LA URIBE - 0,6 MW
28. LA VICTORIA I - 19,9 MW
29. LA VICTORIA II - 19,9 MW
30. LANEROS - 9,1 MW
31. LOS ALMENDROS - 9,9 MW
32. LOS GIRASOLES - 9,5 MW
33. TRINA-VATA BILBAO 19,90 MW
34. TRINA-VATA BILBAO II - 9,9 MW
35. PALMIRA 3 ZONA FRANCA - 2,9 MW
36. PINTUCO - 1,41 MW
37. PETALO DEL MAGDALENA - 9,8 MW
38. PORTÓN DEL SOL - 10,2 MW
41. TRINA - VATA BILBAO - 19,90 MW
42. VILLA DE LA CUMBRE - 9,9 MW
43. SAN PEDRO - 1 MW
44. TIERRA LINDA - 9,9 MW
45. VILLAVICENCIO - 1 MW
46. VERSALLES - 9 MW
47. YARUMAL - 9,9 MW
48. ALEXANDRIA - 8,4 MW
49. FERCH2 - 0,01 MW
50. VILLA DE LA CUMBRE - 9,9 MW
51. LEVAPAN - 4,99 MW
52. YUMBO - 9,80 MW
53. VILLA DE LA CUMBRE - 1,8 MW
54. B. SOLARES DE LOS LLANOS 4 - 19,90 MW
55. B. SOLARES DE LOS LLANOS 5 - 17,90 MW
57. CARMELO - 9,90 MW
58. CARMELITO - 9,90 MW
59. LA CUMBRE - 9,90 MW
60. CERIOTOS - 9,9 MW
61. VILLA DE LA CUMBRE - 9,90 MW
62. DELMONTE - 5,08 MW
63. AURORA - 9,90 MW
64. VILLA DE LA CUMBRE - 9,90 MW
65. CHICORAL - 0,98 MW
66. LA MEDINA - 9,9 MW
67. VILLA DE LA CUMBRE - 9,90 MW
68. LOS CABALLEROS - 9,9 MW
69. MONTELIBANO - 9,9 MW
70. PLANTA SOLAR BAYUNCA I - 3,00 MW
71. SINCE - 18,80 MW
72. TIRADENTES - 18,90 MW
73. TIRADENTES - 18,90 MW
74. SOL Y OLEO - 9,90 MW
75. EL COPE - 6,6 MW
76. TIRADENTES - 18,90 MW
77. FUNDACIÓN - 90 MW
78. LA LOMA - 19,9 MW
79. LA HOGUERA - 19,90 MW
80. LA HENA - 19,90 MW
81. LA HOGUERA - 19,90 MW
82. LA PAZ VALLENATA - 1 MW
83. GD MAGISTER - 0,96 MW
84. GD MAGISTER - 0,96 MW
85. HONDA I - 8,9 MW
86. LA INGLESA - 1,00 MW
87. GD MAGISTER - 0,96 MW
88. GD ERICO TOLDO - 0,99 MW
89. NUMIBABA - 9,9 MW
90. SALTILLO - 9,9 MW
91. BUGALAFRANDE - 9,9 MW
92. ESB 503 - 19,9 MW
93. ESB 503 - 19,9 MW
94. AUTOLOG UNIRMINAS - 1,80 MW
95. AUTOLOG MILPAS CARLOS - 1,80 MW
96. AUTOLOG MILPAS CARLOS - 1,00 MW
97. EQUES - 9,9 MW
98. AUTOLOG PALMIRA EQUITY - 4,99 MW
99. ESB 503 - 19,9 MW
100. AUTOLOG BIOS FINCA BUGA 1,00
101. PALMASECA I - 1,3 MW
102. PALMASECA II - 1,3 MW
103. AUTOLOG BIOS CENAGA ORO - 1,1 MW
104. GD FINCA ISABEL LOPEZ 0,99 MW

Proyectos en pruebas (Capacidad en MW):

105. GUAPIRA I - 19,9 MW
106. WEP01 - 12 MW
107. GD ERICO SALDANA I - 19,9 MW
108. SUNNORTE - 35 MW
109. BSB 500 - 19,90 MW
110. BSB 500 - 19,90 MW
111. BSB 502 - 19,90 MW
112. CARACOLI - 50 MW
113. GD ERICO SALDANA I - 19,90 MW
114. GD PALERMO - 0,98 MW
115. ROVRA - 3,1 MW
116. GD ERICO SALDANA I - 19,90 MW
117. GD ERICO SALDANA I - 0,99 MW
118. GD ERICO SALDANA II - 0,99 MW
119. CENTRO SOLAR - 9,9 MW

Fuente: UPME



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.

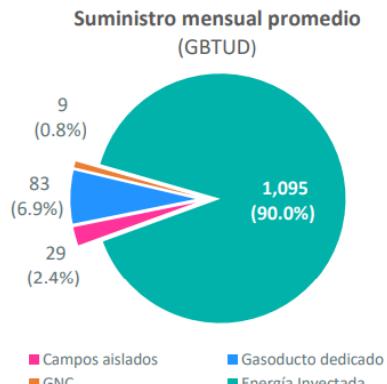
Entre 1997 y 1998 se otorgaron concesiones de áreas de distribución exclusiva de gas para extender la cobertura del servicio en los departamentos de Quindío, Caldas, Risaralda, Valle y Tolima. El Gobierno Nacional, interesado en promover el desarrollo de este energético en todo el país y de masificar 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



Suministro mensual promedio (GBTUD)

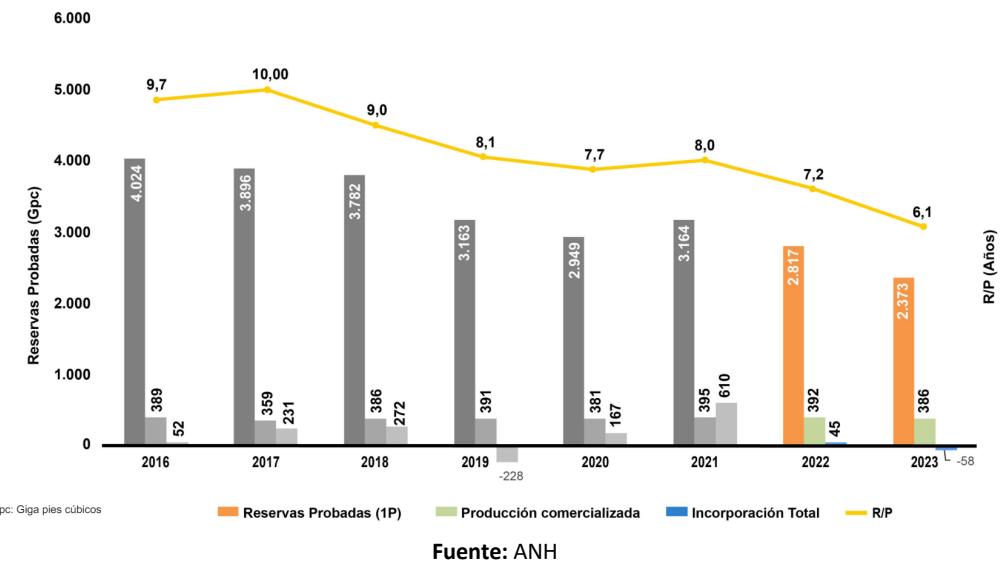


*Fuente: : Sistema Electrónico de Gas – SEGAS y Ministerio de Minas y Energía

*Fuente: Bolsa Mercantil: Informe Gas Natural

La relación de suministro en el mes de junio versus el Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del 90%.

Reservas a corte del 2023 (la información de 2024 se actualizará hasta el mes de mayo 2025) Las reservas probadas de gas pasaron también de 2.817 Gpc a 2.373 Gpc, las probables se disminuyeron de 647 Gpc en 2022 a 600 Gpc al 2023 y las posibles también decrecieron de 747 Gpc en 2022 a 719 Gpc en 2023.



Fuente: ANH

Organización del Sector Gas Natural

Generalidades

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

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

Estructura del mercado de gas

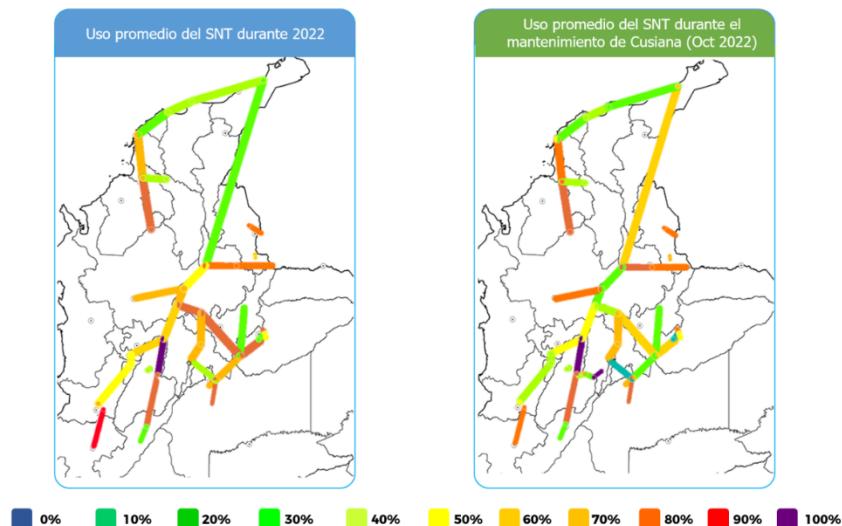


Fuente: Gestor del Mercado de Gas

Distribución

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

Uso del SNT



Abastecimiento

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

Transporte

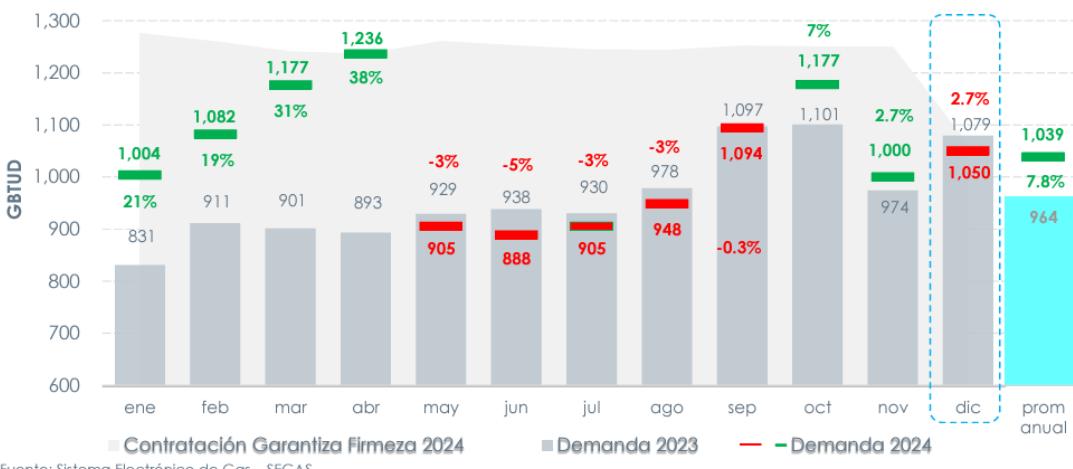
La declinación proyectada de los principales campos de producción que suministran la mayor parte de la oferta nacional, desde La Guajira a los Llanos Orientales, sumado a la baja incorporación de nuevas reservas por diversos factores que obstaculizan el desarrollo de recursos contingentes y prospectivos,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

Generalidades Transporte

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

Demanda de gas nacional

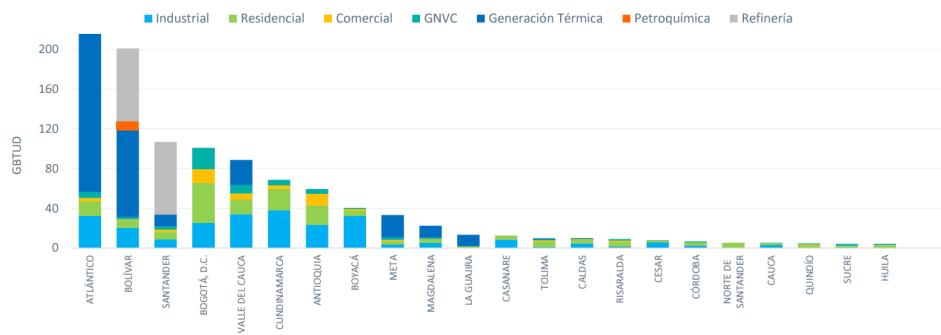
Al cierre del mes de diciembre se observa una demanda promedio de 1050 GBTUD, esto es 2.7% inferior a la energía entregada en el mismo mes del 2023 que se situó en 1,079 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2024 es de 1039 GBTUD, estando por encima un 7.8% al promedio anual del 2023 (964 GBTUD).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Energía entregada promedio por departamento y sector de consumo - SNT

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



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

	Residencial	7.9	7.6	40.3	14.6	21.5	19.2	5.1	3.2	3.3	1.8	3.2	5.7	3.3	4.6	1.6	3.2	5.2	1.6	2.7	2.2	2.7	176
Comercial	3.3	0.7	2.2	13.7	6.2	3.7	11.9	1.8	1.4	0.7	0.0	0.6	1.1	0.9	1.5	0.3	0.2	0.0	0.2	0.8	0.0	0.3	52
Industrial	32.4	20.4	8.6	25.3	34.0	38.0	23.5	32.2	3.6	5.2	0.0	8.3	1.1	4.7	1.5	5.7	2.4	0.0	3.0	0.3	0.4	0.1	251
GNVC	5.9	2.1	3.3	21.4	8.5	5.4	4.5	1.1	2.2	1.4	0.0	0.3	0.8	0.9	1.4	0.2	0.9	0.0	0.2	0.8	1.4	0.9	64
Generación Térmica	172.3	87.6	11.9	0.0	25.2	0.0	0.1	0.0	22.7	11.7	11.3	0.0	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	344
Refinería	0.0	73.2	73.0	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	146
Petroquímica	0.0	8.8	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
Compresoras	0.9	0.7	1.4	0.0	0.0	0.2	0.2	2.5	0.2	0.0	0.4	0.0	0.8	0.0	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0	8
TOTAL	230	202	108	101	89	69	59	43	33	22	14	12	10	10	9	8	7	5	5	5	4	4	1,050

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

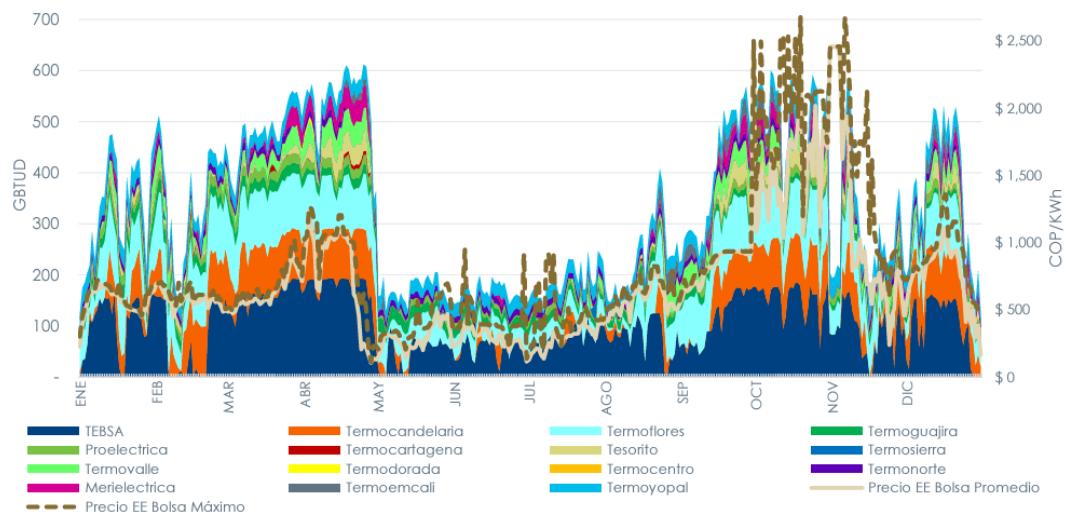
Notas: Cifras redondeadas en GBTUD. Las Demandas del departamento del Cesar son atendidas por medio de gasoductos de TGI (en el cálculo de la demanda regional este se asigna al Interior)

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 el mes de diciembre fue en promedio 369 GBTUD.

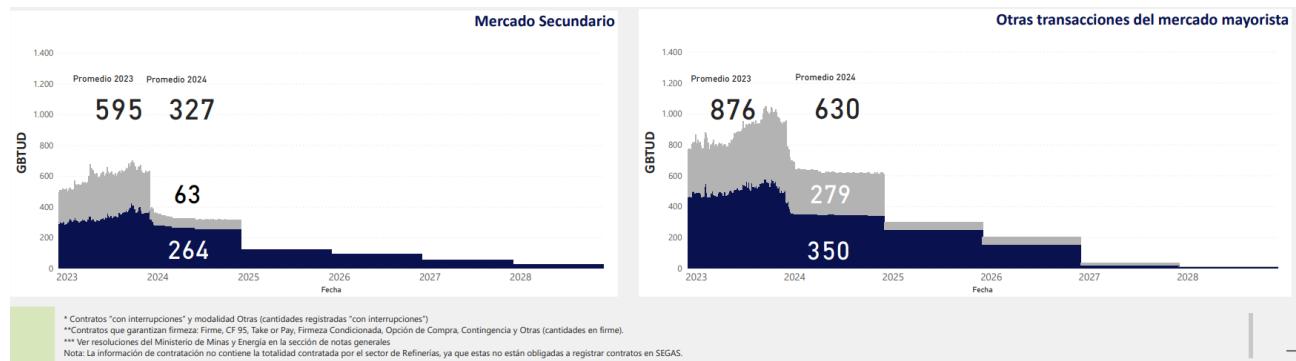


Para el mes de diciembre las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 130 GBTUD y 530 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (102 GBTUD), Termocandela (80 GBTUD), Termoflores (71 GBTUD), Termoyopal (29 GBTUD), Termovalle (16 GBTUD), Tesorito (16 GBTUD), Merilectrica (12 GBTUD), Termonorte (12 GBTUD), Termoguajira (11 GBTUD), Termoemcali (10 GBTUD) y Proelectrica (8 GBTUD).

Perfil de contratación



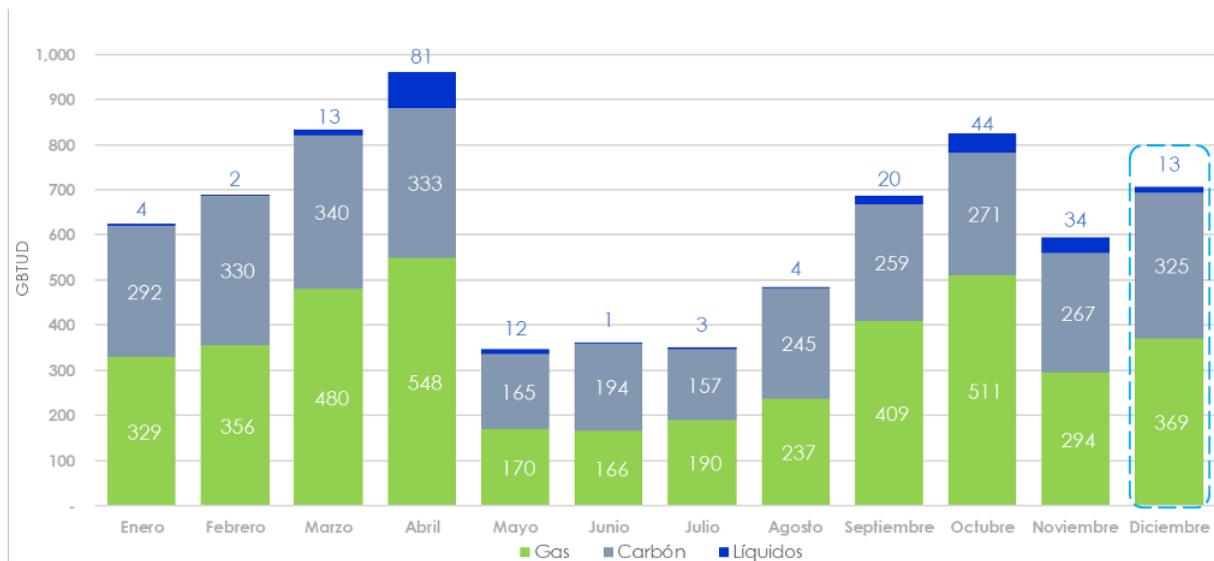
En el **mercado primario** los agentes contratan el suministro de gas natural para el corto, mediano y largo plazo. En términos de cantidades contratadas, el año gas 2024 tiene una contratación promedio de 1,226 GBTUD.



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

Consumo de combustible para generación eléctrica

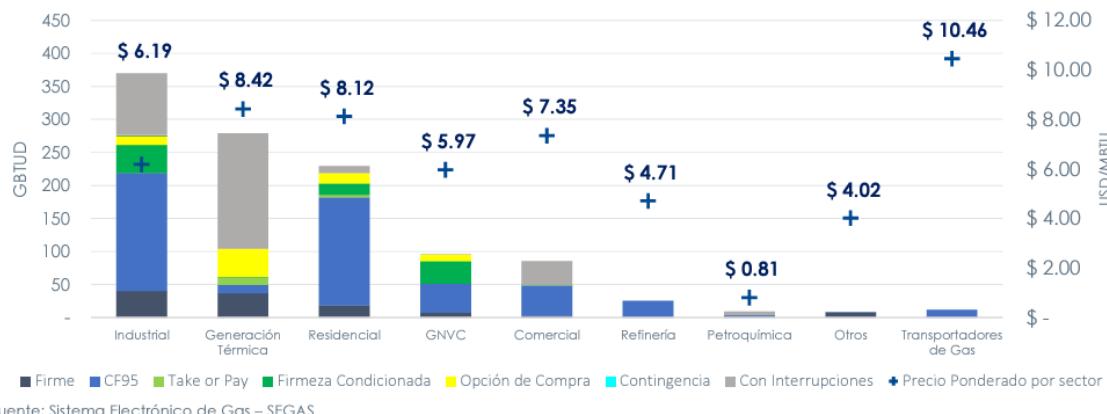
Con el propósito de dimensionar la participación del gas natural frente al consumo de otros energéticos usados para generación eléctrica, en la siguiente gráfica se resalta que para el mes de diciembre el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 369 GBTUD1 que representó el 52.2 % del total, carbón con 325 GBTUD (45.9%) y los combustibles líquidos consumieron 13 GBTUD (1.8%).



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

Contratación vigente en diciembre por sector – Mercado Primario

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



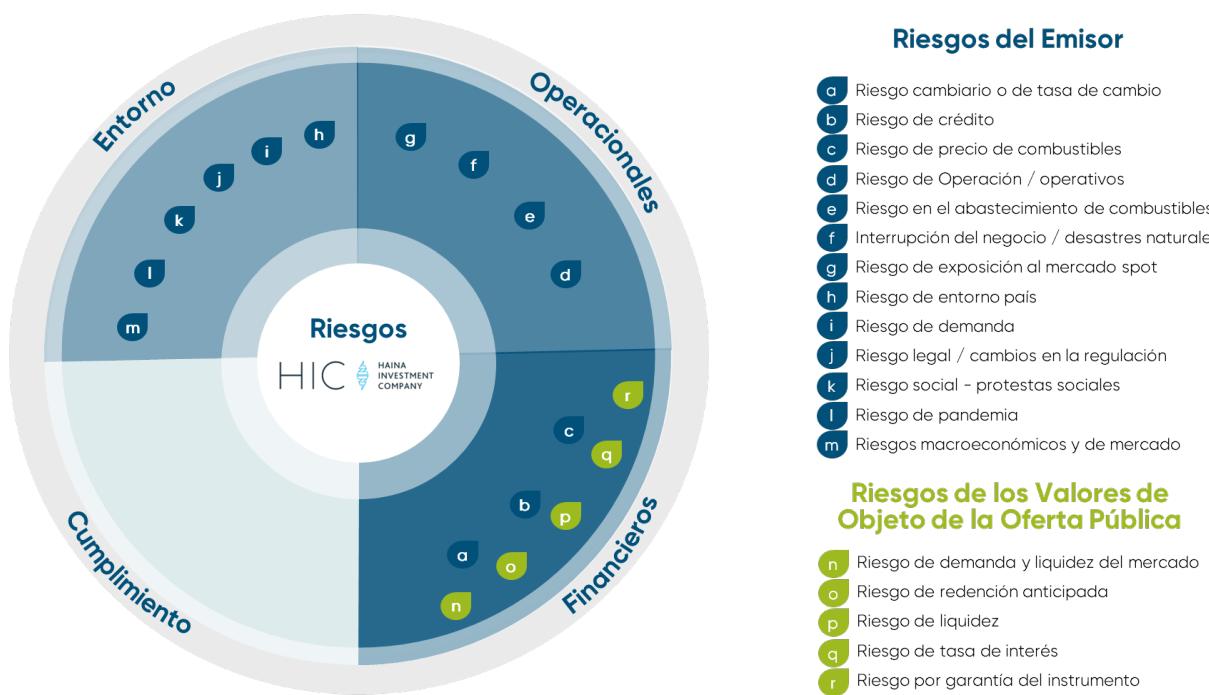
IV. ADMINISTRACIÓN DE LOS RIESGOS

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.

Al 31 de diciembre de 2024, HIC tuvo utilidades netas preliminares ascendentes a USD 62.8 millones. Adicionalmente, HIC fue calificada D0AA por Pacific Credit Rating (PCR) y A+ por Feller Rate a agosto del 2024 ambos con perspectivas estables.

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



Riesgos del Emisor

Riesgos Financieros

a. Riesgo cambiario o de tasa de cambio

La moneda funcional de EGE Haina, afiliada de HIC¹ en República Dominicana, es el dólar estadounidense (USD). Como resultado de las operaciones que realiza la Compañía en otras monedas distintas a la funcional, la misma está expuesta al riesgo por tipo de cambio cuando los valores de sus activos y pasivos están denominados en moneda extranjera (diferente a la funcional) y, por lo tanto, su valoración periódica depende del tipo de cambio de la moneda extranjera vigente en el mercado financiero, principalmente el peso dominicano (DOP) y el euro (EUR). El riesgo de tipo de cambio consiste en el reconocimiento de diferencias cambiarias en los ingresos y gastos de la Compañía, resultantes de variaciones en los tipos de cambio entre su moneda funcional y la respectiva moneda extranjera. Para la gestión de este riesgo, la Compañía ejecuta un monitoreo continuo de activos y pasivos monetarios en moneda extranjera manteniendo posiciones cortas a neutras que limiten la exposición cambiaria.

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

b. Riesgo de crédito

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

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

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

¹ Dada la transacción de aporte mediante venta al FICDIE I, EGE Haina no es una subsidiaria directa de HIC

Para el caso de la subsidiaria en Colombia, la energía eléctrica se vende en contratos de largo plazo (PPA's) máximo hasta en un 90% de su generación y el excedente en bolsa (spot), en todo caso estos porcentajes pueden cambiar de acuerdo con la estrategia comercial definida por la compañía. El pago de estas transacciones se hace de acuerdo con lo establecido en los contratos con los clientes y para la venta en bolsa es liquidada por el agente liquidador del mercado XM (Expertos en Mercados) No obstante, lo anterior, puede existir la posibilidad que los clientes no efectúen el pago de sus obligaciones por situaciones propias de su negocio. Para mitigar este riesgo, algunos contratos cuentan con modalidad de prepago, otros tienen garantías bancarias, y otros tienen garantía real, las cuales se podrían ejecutar por parte de Termoyopal en caso de presentarse un incumplimiento, adicionalmente un agente que incumpla quedará bloqueado en el sistema para efectuar transacciones en el Mercado de Energía Mayorista - MEM.

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

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

c. Riesgo de precio de combustibles

Las subsidiarias y afiliadas de HIC están expuestas al riesgo resultante de cambios en el costo de los combustibles, principalmente del fueloil, gas natural y carbón. Los altos precios de los combustibles pueden afectar negativamente los requerimientos de capital de trabajo de las subsidiarias y afiliadas de HIC y por ende los retornos de HIC sobre estas entidades.

Desde el punto de vista de EGE Haina, la entidad está expuesta al riesgo resultante de la fluctuación del precio internacional de combustibles dado que la República Dominicana no es un productor de combustibles. Para la operación de la central Quisqueya 2, EGE Haina compra gas natural a AES Andrés bajo un acuerdo de suministro de largo plazo que entró en vigor en agosto de 2020. El gas natural se transporta a través del Gasoducto del Este desde la terminal de AES Andrés hasta la central Quisqueya 2. El costo del gas natural se determina por referencia al índice publicado por Nymex (Henry Hub) y el de los combustibles líquidos y carbón por el índice publicado por Platts. A pesar de que la exposición a la variación de los precios internacionales de los combustibles afecta los costos de generación, la declaración de costos variables y por lo tanto, la posición de los activos de generación de EGE Haina en la curva de despacho de las unidades en el SENI, la Compañía tiene una cobertura razonable contra estas variaciones siendo que: a) Los índices utilizados en las fórmulas de indexación incluidas en los precios de los contratos de venta de energía son los mismos utilizados en la determinación del precio de compra de los combustibles y; b) Los precios de energía declarados para las transacciones en el mercado Spot, incluyen las fluctuaciones de los precios internacionales de los combustibles.

La empresa mantiene un contrato de Compraventa de Gas Natural de largo plazo, mientras que para el fueloil la Compañía ha venido licitando contratos de suministro anual. El carbón que utiliza la empresa para generación se obtiene mediante compras en el mercado spot.

A nivel de Termoyopal, la empresa cuenta con dos (2) acuerdos; un contrato marco que cubre el 83 % del suministro de gas natural hasta el año 2028 y otro acuerdo que va hasta mayo del año 2025 con el cual se completa el 100% del

gas necesario para la operación, este último se ha venido renovando semestral y anual de acuerdo con las ofertas de compra de gas – OCG emitidas por Ecopetrol. Dichos contratos fijan el precio del suministro de gas natural con Ecopetrol, proveedor único del gas y estatal petrolera colombiana. Una vez estos contratos expiren, se espera que estos se renueven bajo condiciones comerciales y de mercado similares a las de los contratos actuales, tomando en cuenta que Termoyopal constituye el principal consumidor de gas de los yacimientos del área, los cuales no se encuentran interconectados a otros puntos de consumo vía gasoductos.

Ambas compañías se pueden ver afectadas por las fluctuaciones en los precios de combustibles derivados de conflictos internacionales, como la situación de la guerra Ucrania-Rusia, al igual que las tensiones en el Medio Oriente (Conflictos entre Israel-Gaza), y los acontecimientos de limitación o no navegabilidad que actualmente se están dando en el Mar Rojo. Lo anterior puede afectar cadenas de suministro y precios de insumos al igual que volatilidad del precio de combustible.

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 de empleados, 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.

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

En el caso de EGE Haina, la entidad tiene PPA's que incluyen el compromiso de suministrar energía; por lo que podría verse expuesta a acceder al mercado spot a comprar energía a un precio por encima del precio establecido bajo sus PPA's; lo que podría provocar una substancial reducción en los márgenes del de EGE Haina, lo que tendría un efecto adverso en la situación financiera y los resultados de las operaciones. En el caso de Termoyopal, para 2024 se cuenta con un nivel de contratación del 90% 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.

A nivel de Termoyopal, el riesgo se puede manifestar como fallas en las unidades de generación y/o Planta de Secado de Gas, sistemas auxiliares que interrumpan la operación normal del negocio. Ante el anterior escenario, se cuentan con las siguientes medidas de mitigación, a saber: Contrato de leasing con General Electric, en el cual está estipulado los tiempos de respuesta para la solución de las fallas en las turbinas de las Unidades 3, 4 y 5. En segunda instancia, procedimiento de compra de energía en el mercado spot, con el objetivo de no afectar los compromisos con los clientes; cláusulas de eventos eximentes ante los clientes; el Plan Anual de Mantenimiento con actividades de intervención preventivas, detectivas, predictivas y correctivas; y, por último, el plan de continuidad del negocio de Termoyopal. Adicionalmente la compañía cuenta con pólizas de seguro de todo riesgo daño material y lucro cesante en caso de materializarse este riesgo.

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

e. Riesgo en el abastecimiento de combustibles

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

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. La anterior situación afectaría también el negocio de Gas y se interconecta con el riesgo del literal "f". Este riesgo se mitiga a través de la compra de energía mercado spot para cubrir obligaciones y para el negocio de secado de gas se declararía evento eximiente o de fuerza mayor o caso fortuito, con lo cual no estaría obligada la subsidiaria a continuar operando.

Ambas compañías se pueden ver afectadas por la cadena de suministro y desabastecimiento de combustible, derivados de los conflictos internacionales, como la situación de la guerra Ucrania-Rusia, al igual que el conflicto entre Israel- Gaza, y los acontecimientos de limitación o no navegabilidad que actualmente se están dando en el Mar Rojo.

f. Interrupción del negocio / desastres naturales

Las obras de infraestructura (plantas generadoras) de las subsidiarias y afiliadas de HIC se construyen bajo los estándares y normas que le permiten soportar estas fuerzas naturales. No obstante, un desastre natural como un huracán de cierta magnitud, terremoto u otras circunstancias mayores podrían afectar sus activos físicos o causar una interrupción en su capacidad de entregar energía eléctrica. A estos fines las subsidiarias y afiliadas de HIC refuerzan constantemente su marco de Resiliencia Organizacional, como Gestión de Continuidad del Negocio, Gestión de Crisis, al igual que planes de respuesta a emergencias, y protocolos específicos por riesgo, según las mejores prácticas y estándares internacionales. Además de lo anterior, las subsidiarias y afiliadas tienen pólizas de seguro adecuadas para cubrir las pérdidas de propiedad e interrupción del negocio que pudiesen causar tales eventos.

g. Riesgo de exposición al mercado spot

Si bien es cierto que las subsidiarias y afiliadas de HIC mantienen altos niveles de contratación de su energía y potencia a futuro, existe el riesgo de que los contratos que vencen previo al vencimiento de los Bonos Corporativos no sean renovados o reemplazados, lo cual incrementaría la exposición al Mercado Spot y la volatilidad en la generación de flujos de HIC para el repago de las obligaciones. Las subsidiarias y afiliadas de HIC cuentan tanto con activos competitivos en sus respectivos mercados, así como con equipos comerciales altamente experimentados. Éstos últimos se encuentran en constante interacción con el mercado en búsqueda de nuevos contratos, así como proactivamente renovando aquellos existentes, siempre buscando optimizar la generación de los activos existentes.

Riesgos de Entorno

h. Riesgo de entorno país

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

Para el caso de Colombia, el crecimiento económico durante el tercer trimestre del año 2024 presentó un crecimiento del 2%, mientras que en el mismo periodo del 2023 se registró un decrecimiento del -0.6%. En el último año, el Gobierno de Gustavo Petro Urrego ha hecho esfuerzos por impulsar diferentes reformas en el Congreso de la República, en donde se están debatiendo proyectos de ley para reformas en los sectores laborales, educación y en el sistema de salud. En lo concerniente al sector de Servicios Públicos Domiciliarios, en especial el de energía eléctrica, ha tenido un interés especial por parte del actual presidente de Colombia, quien ha hecho bastantes anuncios, en donde ha propuesto la necesidad de hacer cambios en este sector en aspectos tales como: i) Mayor participación de los usuarios finales en las diferentes eslabones de la cadena del mercado de energía; ii) Cálculo de las tarifas para los usuarios finales; iii) Cambios en la regulación y en los entes que la acreditan; iv) Operación de la bolsa de energía; v) Modificación de las leyes estatutarias de servicios públicos domiciliarios; vi) Posibles intervenciones a empresas del sector de energía y vii) Transición energética a fuentes no convencionales de energía renovable y disminución de uso de combustibles fósiles sin un adecuado proceso de cambio. Sumado a lo anterior, desde el Gobierno Nacional, se han hecho una serie de críticas a las empresas generadoras de energía eléctrica que mayor participación tienen en el mercado de Colombia.

Durante el año 2024, el Gobierno Nacional planteó la necesidad de hacer una Asamblea Nacional Constituyente y/o convocar el Poder Constituyente, iniciativa que tenido diferentes interpretaciones y que no ha sido presentada como proyecto de Ley en el Congreso de la República. Por otra parte, el país ha enfrentado varios desafíos en el sector de energía eléctrica debido a la falta de lluvias, exacerbada por el fenómeno de El Niño. Esta situación ha llevado a una reducción crítica en los niveles de los embalses, provocando racionamientos de agua y alertas por un posible racionamiento de energía eléctrica. La crisis ha impactado económicamente al país, con aumentos en los costos de producción y distribución de energía, ya que se han presentado precios altos para la compra de energía en bolsa y ha obligado, en algunos momentos, a suspender las exportaciones de energía a Ecuador.

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

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

i. Riesgo de demanda

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

j. Riesgo legal / cambios en la regulación

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

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

Para la subsidiaria de HIC en Colombia, puede darse la posibilidad de que el actual gobierno efectúe cambios en la regulación que afecten la operación normal del negocio. Estos cambios se podrían presentar en los siguientes frentes: 1) remuneración del Cargo por Confiabilidad asignado y/o la forma de participar en nuevas subastas y posterior asignación; 2) exigencia de nuevos requisitos en materia ambiental; 3) posibilidad de acceder a nuevos contratos de suministro de gas; 4) Reformas tributarias; 5) Requisitos técnicos y de capital para afrontar el cambio climático (Fenómeno de El Niño) y 6) Reformas a las leyes estatutarias de Servicios Públicos Domiciliarios. Las situaciones anteriormente descritas se podrían presentar durante el período presidencial hasta el año 2026 con las reformas en curso.

Para la subsidiaria en Colombia, Termoyopal cuenta con las siguientes medidas de mitigación del riesgo identificado:

- Participación en la Asociación Nacional de Empresas Generadoras (ANDEG), escenario en donde se defienden las iniciativas gremiales.
- Participación en ProBoyaca, asociación de empresas que apoyan y gestionan nuevos proyectos ante entidades gubernamentales.
- Contratos de Cargo por Confiabilidad.
- Contratos de suministro de gas.

k. Licencia social – protestas sociales

La licencia social para operar se refiere al grado en que una organización y sus actividades cumplen con las expectativas de las comunidades locales, la sociedad en su conjunto y los diversos grupos que la componen. El

concepto «licencia social para operar» surgió en 1997 en Quito, Ecuador durante una conferencia auspiciada por el Banco Mundial.

EGE Haina en concordancia con su misión, visión y plan corporativo de sostenibilidad entiende la importancia de su licencia social, fruto de una amplia trayectoria y de trabajo bajo las mejores prácticas 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 del negocio o los proyectos en desarrollo. En ese tenor, EGE Haina cuenta con profesionales altamente capacitados y competentes para la gestión del relacionamiento con los diferentes grupos de interés, tanto en las operaciones y giro normal del negocio, como en los proyectos de crecimiento que la compañía ejecuta.

Para el caso de Termoyopal, este riesgo se puede manifestar en forma de bloqueos de carreteras nacionales o secundarias, impidiendo que los vehículos de los clientes de GLP y/o Disolvente puedan recoger producto en la Planta de Secado de Gas, disminuyéndose los ingresos de la compañía. Para lo anterior, Termoyopal cuenta con las siguientes medidas de mitigación del riesgo identificado: 1) relacionamiento directo, excelentes canales de comunicación y acuerdos con la comunidad del área de influencia para el normal tránsito de los vehículos que recogen el producto en la PSG; 2) programa de Responsabilidad Social; y 3) participación en las mesas consultivas de las autoridades locales y regionales.

I. 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 disruptión 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 relacionados a la inflación, las tasas de interés, tasas de cambio y disponibilidad de moneda extranjera, los niveles de liquidez disponibles, entre otras, puedan afectar la operatividad de HIC y sus subsidiarias y afiliadas, su capacidad de generar flujos de caja y su capacidad de cumplir con sus compromisos financieros.

Riesgos de los Valores de Objeto de la Oferta Pública

Riesgos Financieros

n. Riesgo de demanda y liquidez del mercado

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

o. Riesgo de redención anticipada

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

p. Riesgo de liquidez

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

q. Riesgo de tasa de interés

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

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

r. Riesgo por garantía del instrumento

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

V. OTROS FACTORES IMPORTANTES

Nada material que mencionar.

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

Fecha: 24/enero/2025

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

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

