

vanti ✓

**Gas Natural S.A., ESP
Estados Financieros Intermedios
Condensados Consolidados
Por el periodo de seis meses
terminado al 30 de junio de 2019
(No auditados)**



Certificación de los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados

15 de agosto de 2019

Los suscritos Representante Legal y Contador Público bajo cuya responsabilidad se prepararon los estados financieros intermedios condensados consolidados, certificamos:

Que para la emisión del estado consolidado de situación financiera condensado intermedio al 30 de junio de 2019, estado consolidado de resultados integral condensado intermedio, estado consolidado de cambios en el patrimonio y estado consolidado de flujos de efectivo por el periodo de seis meses terminado en esa fecha, se han verificado previamente las afirmaciones contenidas en ellos y las cifras tomadas fielmente de los libros.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'R. Anaya'.

Rodolfo Enrique Anaya Abello
Representante Legal

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'M. Malagón'.

Mónica Malagón Gaitán
Contador



Building a better
working world

Informe de Revisión de Información Financiera Intermedia

Señores
Accionistas Gas Natural S.A. E.S.P.
Bogotá D.C.

Introducción

He revisado el estado de situación financiera intermedio consolidado condensado de Gas Natural S.A. E.S.P., al 30 de junio de 2019 y los correspondientes estados intermedios consolidados condensados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el período de seis meses terminado en esa fecha y un resumen de las políticas contables más importantes y otras notas explicativas. La Administración es responsable por la correcta preparación y presentación de los estados financieros intermedios consolidados condensados de acuerdo con las normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia, que incluyen la norma internacional de contabilidad 34 (Información financiera intermedia), e instrucciones impartidas por la Superintendencia Financiera de Colombia. Mi responsabilidad es emitir una conclusión sobre estos estados financieros consolidados condensados, fundamentada en mi revisión.

Alcance de la Revisión

He efectuado mi revisión de acuerdo con la norma internacional de trabajos de revisión 2410 "Revisión de información financiera intermedia realizada por el auditor independiente de la entidad" adoptada en Colombia. Una revisión de la información financiera a una fecha intermedia consiste principalmente en hacer indagaciones con el personal de la Compañía responsable de los asuntos financieros y contables, y en aplicar procedimientos analíticos y otros procedimientos de revisión. El alcance de una revisión es sustancialmente menor al examen que se practica a los estados financieros consolidados al cierre del ejercicio, de acuerdo con normas internacionales de auditoría aceptadas en Colombia, y en consecuencia, no me permite obtener una seguridad de que hayan llegado a mi conocimiento todos los asuntos importantes que pudieran haberse identificado en una auditoría. Como consecuencia, no expreso una opinión de auditoría.

Conclusión

Como resultado de mi revisión, no ha llegado a mi conocimiento asunto alguno que me haga pensar que los estados financieros intermedios condensados consolidados no presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos la situación financiera de Gas Natural S.A. E.S.P., al 30 de Junio de 2019 de los resultados integrales de sus operaciones y sus flujos de efectivo por el período de seis meses terminado en dicha fecha, de acuerdo con las normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia, que incluyen la norma internacional de contabilidad 34 (Información financiera intermedia) e instrucciones impartidas por la Superintendencia Financiera de Colombia.

Ernst & Young Audit S.A.S
Bogotá D.C.
Carrera 11 No. 98 - 07
Tercer piso
Tel: + 571 484 70 00
Fax: + 571 484 74 74

Ernst & Young Audit S.A.S
Medellín - Antioquia
Carrera 43 A # 3 Sur - 130
Edificio Milla de Oro
Torre 1 - Piso 14
Tel: +574 369 84 00
Fax: +574 369 84 84

Ernst & Young Audit S.A.S
Cali - Valle del Cauca
Avenida 4 Norte No. 6N - 61
Edificio Siglo XXI, Oficina 502 | 503
Tel: +572 485 62 80
Fax: +572 661 80 07

Ernst & Young Audit S.A.S
Barranquilla - Atlántico
Calle 77B No. 59 - 61
C.E. de Las Américas II, Oficina 311
Tel: +575 385 22 01
Fax: +575 369 05 80



Building a better
working world

Otra información

Los formatos que serán transmitidos a la Superintendencia Financiera de Colombia (SFC) han sido revisados por mí, previo a la firma digital de los mismos en formato XBRL y PDF, de acuerdo con la Circular 038 de 2015 y sus modificatorias. La información contenida en los mencionados formatos es concordante con los estados financieros intermedios condensados consolidados adjuntos al presente informe.

Los estados financieros consolidados de Gas Natural S.A. ESP al 31 de diciembre de 2018, fueron auditados por mí, de acuerdo con normas internacionales de auditoría aceptadas en Colombia, sobre los cuales expresé mi opinión sin salvedades el 22 de febrero de 2019.

Ruth Maritza Falla Montealegre
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 32799-T
Designada por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530

Bogotá, D.C., Colombia
15 de Agosto de 2019

Gas Natural S.A., ESP.
Estados Intermedios Condensados Consolidados de Situación Financiera
(En miles de pesos colombianos)

	Notas	Al 30 de Junio de 2019 (No auditado)	Al 31 de Diciembre de 2018
ACTIVO			
Activo no corriente			
Propiedad, planta y equipo, neto	6	591.694.292	591.624.072
Activos por derecho de uso	2.1	47.012.660	-
Activos intangibles, neto	7	64.086.700	58.398.100
Inversiones en asociadas	8	72.047.106	71.213.048
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	9	61.511.845	56.600.917
Activos por impuestos diferidos	19	15.460.645	13.603.498
Activos por contratos		9.977.162	-
		861.790.410	791.439.635
Activo corriente			
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	9	498.087.229	427.501.607
Cuentas por cobrar partes relacionadas	11	8.987.686	1.653.211
Activos por impuestos corrientes	19	7.418.832	4.893.997
Gastos pagados por anticipado y otros activos	10	36.448.251	56.542.709
Inventarios		13.838.081	13.472.463
Efectivo y equivalentes de efectivo	12	93.604.789	198.882.535
Efectivo restringido	12	35.451.181	38.496.782
		693.836.049	741.443.304
TOTAL DEL ACTIVO		1.555.626.459	1.532.882.939
PATRIMONIO Y PASIVO			
Patrimonio			
Capital emitido	14	27.688.191	27.688.191
Prima de emisión	14	68.555.353	68.555.353
Reservas	14	19.060.754	19.060.754
Resultado del ejercicio		127.616.924	223.199.182
Ganancias acumuladas		143.673.783	148.554.746
Otro resultado integral por método de participación en asociadas		(1.022.072)	(978.752)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		385.572.933	486.079.474
Participaciones no controladoras		44.217.908	55.411.725
Total del patrimonio		429.790.841	541.491.199
Pasivo no corriente			
Obligaciones financieras	15	29.208.932	211.761.326
Pasivo por derecho de uso	2.1	36.547.607	-
Pasivos por impuestos diferidos	19	11.427.597	12.096.042
Otras provisiones	17	1.833.891	1.293.521
		79.018.027	225.150.889
Pasivo corriente			
Títulos emitidos	15	200.000.000	200.000.000
Obligaciones financieras	15	205.871.535	116.303.821
Pasivo por derecho de uso	2.1	10.977.262	-
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	16	352.097.173	377.876.257
Cuentas por pagar partes relacionadas	11	31.254.172	27.776.059
Pasivos por impuestos corrientes	19	11.482.323	16.904.412
Otros pasivos financieros	18	4.159.567	5.572.106
Otros pasivos no financieros	18	220.138.350	7.749.789
Impuesto a las ganancias por pagar	19	10.837.209	14.058.407
		1.046.817.591	766.240.851
Total del pasivo		1.125.835.618	991.391.740
TOTAL DEL PATRIMONIO Y PASIVO		1.555.626.459	1.532.882.939

Las notas que se acompañan son parte integrante de los estados financieros intermedios condensados consolidados.

Rodolfo Enrique Anaya Abello
Representante Legal
(Ver certificación adjunta)

Mónica Malagón Gaitán
Contador
Tarjeta Profesional No. 66940-T
(Ver certificación adjunta)

Ruth Maritza Falla Montealegre
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional No. 32799-T
Designada por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530
(Véase mi informe del 15 agosto de 2019)

Gas Natural S.A., ESP.**Estados Intermedios Condensados Consolidados de Resultados Integrales**

(En miles de pesos colombianos, excepto la ganancia básica por acción que está expresada en pesos colombianos)

Notas	Por el periodo de tres meses terminado al 30 de Junio		Por el periodo de seis meses terminado al 30 de Junio	
	2019 (no auditado)	2018	2019 (no auditado)	2018
Ingresos de actividades ordinarias	20	701.085.596	673.908.400	1.335.137.454
Costos de operación	21	533.773.705	502.165.328	1.013.166.308
Ganancia bruta		167.311.891	171.743.072	321.971.146
Gastos de administración	22	23.191.033	23.486.790	45.790.586
Gastos de ventas	23	38.168.566	30.120.493	70.981.896
Otros ingresos, egresos, netos		(1.561.610)	(4.230.933)	(3.949.293)
Otros ingresos	25	2.316.734	1.523.989	4.814.217
Otros gastos	25	4.291.889	5.132.617	9.723.512
Ganancias (Pérdidas) por diferencias en cambio, netas	26	413.545	(622.305)	960.002
Ganancia operacional		104.390.682	113.904.856	201.249.371
Método de participación	8	4.589.558	-	7.967.415
Ingresos financieros	27	9.780.819	13.053.534	20.055.931
Costos financieros	27	12.329.876	14.149.286	25.706.941
Ganancia antes de la provisión para impuesto sobre la renta		106.431.183	112.809.104	203.565.776
Provisión para impuesto sobre la renta	19	34.834.827	38.107.288	65.172.606
Ganancia neta procedente de operaciones continuadas		71.596.356	74.701.816	138.393.170
Otros resultados integrales que se reclasificarán a los resultados				
Movimientos patrimoniales producto de la aplicación del método de participación en asociadas		471.362	-	43.320
Total otro resultado integral consolidado		71.124.994	74.701.816	138.349.850
Ganancia básica por acción (en pesos colombianos)		1.939,36	2.023,47	3.748,71
Ganancia atribuible a:				3.666,97
Los propietarios		65.664.617	68.360.097	127.616.924
Las participaciones no controladoras		5.931.739	6.341.719	10.776.246
				122.872.232
				12.503.450

Las notas que se acompañan son parte integrante de los estados financieros intermedios condensados consolidados.

Rodolfo Enrique Anaya Abello
Representante Legal
(Ver certificación adjunta)

Mónica Malagón Gaitán
Contador
Tarjeta Profesional No. 66940-T
(Ver certificación adjunta)

Ruth Maritza Falla Montalegre.
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional No. 32799-T
Designada por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530
(Véase mi informe del 15 de agosto de 2019)

Gas Natural S.A., ESP.
Estados Intermedios Condensados Consolidados de Cambios en el Patrimonio
(En miles de pesos colombianos)

	Capital emitido	Prima de emisión	Reservas	Ganancia neta del ejercicio	Ganancias acumuladas	Otro Resultado Integral	Total	Participación no controladora	Total Patrimonio
Saldo al 31 de Diciembre de 2018	27.688.191	68.555.353	19.060.754	223.199.182	148.554.746	(978.752)	486.079.474	55.411.725	541.491.199
Traslado de ganancia neta a ganancias acumuladas	-	-	-	(223.199.182)	223.199.182	-	-	-	-
Dividendos decretados	-	-	-	-	(228.080.145)	-	(228.080.145)	(21.970.063)	(250.050.208)
Ganancia neta	-	-	-	127.616.924	-	-	127.616.924	10.776.246	138.393.170
Otro resultado integral por método de participación en asociadas	-	-	-	-	-	(43.320)	(43.320)	-	(43.320)
Saldo al 30 de Junio de 2019 (no auditado)	27.688.191	68.555.353	19.060.754	127.616.924	143.673.783	(1.022.072)	385.572.933	44.217.908	429.790.841

	Capital emitido	Prima de emisión	Reservas	Ganancia neta del ejercicio	Ganancias acumuladas	Otro Resultado Integral	Total	Participación no controladora	Total Patrimonio
Saldo al 31 de Diciembre de 2017 (re expresado)	27.688.191	68.555.353	21.034.979	234.629.191	154.725.428	(417.559)	506.215.583	60.357.166	566.572.749
Traslado de ganancia neta a ganancias acumuladas	-	-	-	(234.629.191)	234.629.191	-	-	-	-
Constitución de reservas	-	-	(1.159.958)	-	1.159.958	-	-	-	-
Dividendos decretados	-	-	(814.267)	-	(235.780.782)	-	(236.595.049)	(21.012.126)	(257.607.175)
Ganancia neta	-	-	-	122.872.232	-	-	122.872.232	12.503.450	135.375.682
Otros cambios en el patrimonio	-	-	-	-	(63)	-	(63)	-	(63)
Saldo al 30 de Junio de 2018 (no auditado)	27.688.191	68.555.353	19.060.754	122.872.232	154.733.732	(417.559)	392.492.703	51.848.490	444.341.193

Las notas que se acompañan son parte integrante de los estados financieros intermedios condensados consolidados.

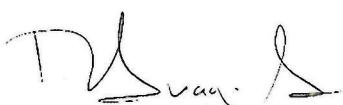
Rodolfo Enrique Anaya Abello
Representante Legal
(Ver certificación adjunta)

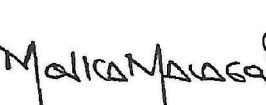
Mónica Malagón Galtán
Contador
Tarjeta Profesional No. 66940-T
(Ver certificación adjunta)

Ruth Maritza Falla Montalegre.
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional No. 32799-T
Designada por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530
(Véase mi informe del 15 de agosto de 2019)

Gas Natural S.A., ESP.
Estados Intermedios Condensados Consolidados de Flujos de Efectivo
(En miles de pesos colombianos)

	Por el periodo de seis meses terminado al 30 de Junio de	
	2019 (no auditado)	2018
Flujos de efectivo de las actividades de operación		
Ganancia neta del periodo	138.393.170	135.375.682
Ajustes para conciliar la ganancia neta:		
Provisión para impuesto sobre la renta	65.172.606	76.161.394
Costos financieros	18.222.546	19.850.938
Gastos depreciación y amortización		
Depreciación de propiedades, planta y equipo	17.769.263	21.691.805
Amortización de intangibles	7.007.511	6.879.277
Amortización activos derecho de uso	12.010.496	-
Deterioro (recuperación) de cuentas por cobrar, neto	6.905.531	8.619.051
Provisiones para litigios, neto	540.370	220.708
Método de participación	(7.967.415)	-
Interés minoritario	(21.970.063)	(21.012.126)
Retiros propiedad planta y equipo	13.831	-
Cambios en el capital de trabajo:		
Cuentas por cobrar	(74.947.867)	(25.218.383)
Inventarios	(365.618)	(3.672.955)
Cuentas por pagar y otros pasivos financieros y no financieros	(40.374.349)	(81.367.626)
Efectivo neto generado por las operaciones	<u>120.410.012</u>	<u>137.527.765</u>
Impuesto sobre la renta pagado	(16.743.486)	(15.188.930)
Intereses pagados	(18.098.989)	(20.870.127)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	<u>85.567.537</u>	<u>101.468.708</u>
Flujos de efectivo de las actividades de inversión		
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo, neto	(17.853.314)	(24.441.692)
Adquisiciones de intangibles	(12.696.111)	(1.902.793)
Dividendos recibidos de asociadas	2.939.410	12.636.747
Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión	<u>(27.610.015)</u>	<u>(13.707.738)</u>
Flujos de efectivo de las actividades de financiación		
Importes procedentes de préstamos	144.572.591	46.770.648
Pagos de préstamos	(237.557.271)	(43.978.991)
Pagos pasivos por arrendamiento	(13.230.552)	-
Dividendos decretados y pagados	(57.020.036)	(118.297.524)
Efectivo neto utilizado por las actividades de financiación	<u>(163.235.268)</u>	<u>(115.505.867)</u>
Disminución neta del efectivo y equivalentes de efectivo	(105.277.746)	(27.744.897)
Efectivo y equivalentes de efectivo al comienzo del año	<u>198.882.535</u>	<u>157.609.637</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	<u>93.604.789</u>	<u>129.864.740</u>
Transacciones no monetarias		
Reconocimiento de activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento	<u>59.023.156</u>	<u>-</u>


Rodolfo Enrique Anaya Abello
Representante Legal
(Ver certificación adjunta)


Mónica Malagón Gaitán
Contador
Tarjeta Profesional No. 66940-T
(Ver certificación adjunta)


Ruth Maritza Falla Montalegre
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional No. 32799-T
Designada por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530
(Véase mi informe del 15 de agosto de 2019)

**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
al 30 de junio de 2019**

(En miles de pesos colombianos, a menos que se indique lo contrario)

1. Información general y Marco Regulatorio

1.1. Información general

Los estados financieros consolidados de Gas Natural S.A., ESP incluyen los estados financieros de Gas Natural S.A., ESP (en adelante la Compañía), Gas Natural Cundiboyacense S.A., ESP, Gas Natural Servicios S.A.S., Gas Natural del Oriente S.A., ESP y Gas Natural del Cesar S.A., ESP, (en adelante las subsidiarias).

Gas Natural S.A., ESP, es una Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios que fue constituida como Sociedad Anónima de acuerdo con las leyes colombianas el 13 de abril de 1987 y que tiene su domicilio principal en Bogotá, D.C.

La Compañía tiene por objeto social, de acuerdo con sus estatutos:

- a) La prestación del servicio público esencial de gas domiciliario en cualquier parte del país y la distribución de gas natural en cualquier estado, incluyendo gas combustible vehicular.
- b) La venta de cualquier tipo de energía.
- c) El financiamiento de equipos de conversión a gas natural vehicular, gasodomésticos y cualquier otro que utilice gas natural como combustible, así como la conexión de sus clientes.
- d) La promoción y celebración de acuerdos, contratos o asociaciones que impulsen proyectos de interés para la expansión y venta del gas combustible.
- e) La construcción y operación en forma directa o a través de contratistas de gasoductos, redes de distribución, estaciones de regulación, estaciones de servicio para la venta al público de gas combustible vehicular, medición o compresión, acometidas domiciliarias y, en general, cualquier obra necesaria para el manejo y comercialización de gases combustibles en cualquier estado; y
- f) Garantizar a cualquier título obligaciones de sus filiales y subsidiarias, previa consideración y autorización por parte de la Junta Directiva.

Por ser una empresa de servicios públicos domiciliarios, las tarifas que cobra la Compañía a sus usuarios por concepto de la venta de gas natural están reguladas por el Estado. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), mediante Resolución 033 de 2004, aprobó el cargo promedio de distribución y el cargo máximo base de comercialización que actualmente está en vigencia para el principal mercado que es Bogotá, Soacha y Sibaté.

El término de duración de la Compañía es indefinido.

El 1 de Junio de 2018 Gamper Acquireco S.A.S adquirió una participación del 43,71% de la Compañía (correspondiente a 16.137.037 acciones), que sumada a la participación de Gamper AcquireCo II S.A.S (una de sus afiliadas y parte también de Brookfield Infrastructure Group), la cual es equivalente al 11,22% de la Compañía (representada en 4.142.772 acciones), le otorga a Gamper Acquireco S.A.S y a Gamper AcquireCo II S.A.S control conjunto de la Compañía con una participación del 54,93% (representada en 20.279.809 acciones).

Durante 1998 la Compañía adquirió el 54,5% de las acciones en circulación de Gas Natural del Oriente S.A., ESP, asumiendo en esta forma la mayoría accionaria y, por tanto, el control sobre la misma.

El 1 de septiembre de 2010 se celebra un acuerdo de negociación de acciones entre Gas Natural S.A., ESP, Gas Natural de Aguachica E.U. y Progasur S.A., ESP, como resultado de este acuerdo la Compañía enajenó el 7,13% de las acciones en circulación de que era titular en la sociedad Gasoducto del Tolima S.A., ESP a favor de la sociedad Progasur S.A., ESP y como contraprestación adquirió un 6,29% de las acciones en circulación de que era titular Gas Natural de Aguachica E.U. en la sociedad Gas Natural del Cesar S.A., ESP

A continuación se detalla la participación en las compañías subsidiarias:

Entidad	Actividad	Porcentaje poseído por la matriz
Gas Natural del Oriente S.A., ESP	Distribución de gas	54.50%
Gas Natural Cundiboyacense S.A., ESP	Distribución de gas	77.45%
Gas Natural del Cesar S.A., ESP	Distribución de gas	6.29%
Gas Natural Servicios S.A.S.	Servicios	100.00%

Gas Natural del Oriente S.A., ESP (Subsidiaria)

Gas Natural del Oriente S.A., es una Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios que fue constituida como Sociedad Anónima de acuerdo con las leyes colombianas el 30 de agosto de 1977 y tiene su domicilio principal en Bucaramanga. Su principal actividad es la prestación del servicio público esencial de gas domiciliario. Por ser una empresa de servicios públicos domiciliarios, las tarifas que cobra la Compañía a sus usuarios por concepto de la venta de gas natural están reguladas por el Estado. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), mediante Resolución 021 de 2004, aprobó el cargo promedio de distribución y el cargo máximo base de comercialización que actualmente está en vigencia. El término de duración de la Compañía es indefinido.

La participación de Gas Natural del Oriente S.A., ESP en Gas Natural del Cesar S.A., ESP asciende al 55.94%, de esta forma asume la mayoría accionaria y, por lo tanto, el control sobre esta sociedad.

Gas Natural del Cesar S.A., ESP (Subsidiaria)

Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios que fue constituida como Sociedad Anónima de acuerdo con las leyes colombianas el 30 de junio de 1995 y tiene su domicilio principal en Bucaramanga. Por ser una empresa de servicios públicos domiciliarios, las tarifas que cobra la Compañía a sus usuarios por concepto de la venta de gas natural están reguladas por el Estado. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), mediante Resolución 031 de 2004, definió el cargo máximo base de comercialización, mientras que los cargos de distribución aplicables a usuarios residenciales y no residenciales fueron aprobados de manera transitoria mediante Resolución CREG 176 de 2017, cargo que estará vigente hasta tanto no se defina un nuevo cargo de distribución a partir de la metodología establecida en la Resolución CREG 202 de 2013 y complementada por las Resoluciones CREG 090 y 132 del 2018 si la empresa Gas Natural del Cesar decide presentar un nuevo expediente acorde a la normativa descrita. Asimismo, está en vigencia la Resolución CREG 130 de 2008, la cual aplica para el municipio de San Martín. El término de duración de la Compañía es indefinido.

Gas Natural Cundiboyacense S.A., ESP (Subsidiaria)

Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios que fue constituida como Sociedad Anónima de acuerdo con las leyes colombianas el 28 de mayo de 1998, con exclusividad para el área denominada altiplano cundiboyacense. Por ser una empresa de servicios públicos domiciliarios, las tarifas que cobra la compañía por concepto de la venta de gas natural están reguladas por el Estado. Los cargos de distribución aplicables a usuarios residenciales y no residenciales vigentes corresponden a los aprobados de manera transitoria mediante Resolución CREG 177 de 2017, cargo que estará vigente hasta tanto no se defina un nuevo cargo de distribución a partir de la metodología establecida en la Resolución CREG 202 de 2013 y complementada por las Resoluciones CREG 090 y 132 del 2018. Gas Natural Cundiboyacense S.A., ESP en enero de 2019 informó a la CREG que presentaría un nuevo expediente para distribución, y como primera fase de este proceso reportó en el mes de mayo de 2019 los activos de distribución con fecha de corte al 31 de diciembre de 2018. Por su parte, el cargo máximo base de comercialización fue definido mediante Resolución CREG 008 de 2015. El término de duración de la compañía es indefinido.

Gas Natural Servicios SAS (Subsidiaria)

Constituida de acuerdo con las leyes colombianas el 9 de junio de 2008, como una sociedad de responsabilidad limitada, mediante escritura pública No. 1678 de la Notaría 26 de Bogotá. Durante el año 2012, Gas Natural Servicios fue transformada al régimen jurídico de la Sociedad por Acciones Simplificada -SAS de acuerdo con la autorización de la Asamblea Extraordinaria de Accionistas según acta número 04 del 27 de enero de 2012 e inscrita en el registro mercantil el 16 de febrero de 2012.

El domicilio principal de la Compañía se encuentra en Bogotá D.C. y tiene por objeto dedicarse, por cuenta propia, de terceros y/o asociada a terceros, a las siguientes actividades:

La labor de inspección y/o intervención y/o certificación de gasoductos, estaciones de regulación, medición o compresión, redes de distribución e instalaciones internas de los clientes residenciales, comerciales e industriales, fuera cual fuese su origen, en especial energía eléctrica y gas combustible acorde con la normativa vigente; la asesoría y asistencia técnica y administrativa y los servicios de inspección, revisión periódica, mantenimiento, control preventivo, correctivo y reparación de redes e instalaciones internas y externas de energía, fuera cual fuese su origen, en especial energía eléctrica y gas combustible; la fabricación, comercialización, importación, exportación, instalación y arriendo de productos, máquinas y, en general, de artefactos que funcionen con cualquier tipo de fuente de energía, renovables o no tales como electricidad y gas combustible; la construcción de tendidos de redes de conducción de cualquier tipo de energía, el montaje de plantas industriales, líneas de energía, oleoductos, gasoductos, políductos, y cualquier clase de conductos e instalaciones de transporte o distribución de energía, sea esta renovable o no; la comercialización, montaje, instalación, puesta en servicio y mantenimiento de los equipos necesarios para la prestación del servicio de distribución de gas natural comprimido vehicular o cualquier otro derivado de los hidrocarburos; la distribución y comercialización de gas natural comprimido vehicular. El término de duración de la compañía expira el 9 de junio del 2058.

Actualmente, Gas Natural S.A., ESP posee el 100% de participación en la Compañía.

1.2. Marco regulatorio

El Marco regulatorio de gas natural en Colombia se encuentra determinado a partir de la Ley 142 de 1994 - Régimen de Servicios Públicos Domiciliarios. Desde la expedición de esta Ley se creó la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, la cual se encarga de emitir regulación con el objetivo de garantizar una adecuada prestación del servicio con tarifas eficientes, asegurando una cobertura y calidad del mismo.

El Ministerio de Minas y Energía – MME es la entidad que establece, formula y adopta las políticas públicas del sector de minas y energía, tiene adscrita a la Unidad de Planeación Minero Energética-UPME, ente de carácter técnico cuya función es planear integralmente el desarrollo minero energético y apoyar la formulación de las políticas públicas. La entidad encargada de la vigilancia y control a las empresas que prestan el servicio de gas natural es la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD.

La cadena de prestación del servicio de gas natural en Colombia presenta actividades reguladas como el transporte, la distribución y la comercialización minorista; las actividades de suministro y comercialización mayorista no se encuentran reguladas más allá de los aspectos comerciales del Mercado Mayorista - Resolución CREG 089 de 2013 y sus modificaciones, aspectos que se compilan en la Resolución CREG 114 de 2017.

La actividad de distribución se encuentra regulada por la Resolución CREG 202 de 2013, norma que fue parcialmente revocada por la Resolución CREG 093 de 2016 y que fue complementada con las Resoluciones CREG 090 y 132 del 2018. La CREG deberá emitir un cronograma para la presentación de los expedientes tarifarios por parte de las empresas y de esta manera la CREG procederá a aprobar los nuevos cargos de distribución a la CREG para su aprobación.

La comercialización regulada se remunera bajo los lineamientos dispuestos en la Resolución CREG 011 de 2003, la CREG presentó a consulta una nueva propuesta metodológica para la actividad a través de la Resolución CREG 004 de 2017. La Agenda Regulatoria de la Comisión para el año 2019 indica que la metodología definitiva para la remuneración de la Actividad de Comercialización Regulada Minorista sería expedida en segundo semestre del 2019.

Los criterios para remunerar la actividad de transporte de gas natural están dispuestos en la Resolución CREG 126 de 2010, norma que cumplió su periodo tarifario por lo que mediante Resolución CREG 090 de 2016 se dio inicio al proceso de actualización (nueva propuesta metodológica para comentarios).

Otra actividad que se destaca dentro del servicio de gas natural es la que desarrolla el gestor del mercado, el cual tiene funciones de centralización de la información transaccional y operativa del mercado mayorista, gestión de las subasta en el mercado primario de gas y de los mecanismos de comercialización del mercado secundario, entre otros; las actividades del Gestor, así como su remuneración, se encuentran reguladas a través de las Resoluciones CREG 124 del 2013 y la Resolución CREG 067 del 2016. Dado que el periodo del actual Gestor (Bolsa Mercantil de Bogotá) está próximo a terminar, la Comisión decidió publicar una propuesta de ajustes a las funciones y a los criterios de selección del mismo a través de la Resolución CREG 136 del 2018.

1.3. Contratos de concesión vigentes

Gas Natural S.A., ESP

a) Soacha:

El 18 de Febrero de 1991 la empresa Gas Natural S.A. ESP celebró el contrato de concesión con el Ministerio de Minas y Energía en el cual el Gobierno concede al contratista el derecho a prestar el servicio de público de transporte y distribución de gas natural por gasoducto en el municipio de Soacha en el departamento de Cundinamarca, prestación que comprenderá la construcción, operación y mantenimiento del conjunto de tuberías y equipos incluyendo la acometida para cada uno de los inmuebles alimentados con gas natural, que tendrá como fuente de suministro el gas proveniente del gasoducto Apiay–Villavicencio–Bogotá. El término de duración del contrato será de 50 años, contados a partir de la fecha en que entre en operación el gasoducto. Podrá prorrogarse por lapsos de 20 años, en las condiciones señaladas en el artículo 49 del código de petróleos, o renunciarse, conforme a la cláusula vigésima. El contrato de concesión establece una opción de compra a favor del gobierno en los términos del artículo 50 del código de petróleos y demás disposiciones concordantes

b) Bogotá

El 20 de Marzo de 1990 la empresa Gas Natural S.A. ESP celebró el contrato de concesión con el Ministerio de Minas y Energía en el cual el Gobierno concede al contratista el derecho a prestar el servicio de público de transporte y distribución de gas natural por gasoducto en el municipio de Bogotá en el departamento de Cundinamarca, prestación que comprenderá la construcción, operación y mantenimiento de la línea respectiva incluyendo la instalación interna, que tendrá como fuente de suministro el gas proveniente del gasoducto Apiay–Villavicencio–Bogotá. El término de duración del contrato será de 50 años, contados a partir de la fecha en que entró en operación el plan piloto. Podrá prorrogarse por lapsos de 20 años, en las condiciones señaladas en el artículo 49 del código de petróleos, o renunciarse, conforme a la cláusula vigésima. El contrato de concesión establece una opción de compra a favor del gobierno en los términos del artículo 50 del código de petróleos y demás disposiciones concordantes.

Gas Natural del Oriente S.A., ESP

a.) Gas Natural del Oriente Ltda. (Sabana de Torres)

El 31 de Enero de 1990 la empresa Gas Natural del Oriente Ltda celebró el contrato de concesión con el Ministerio de Minas y Energía en el cual el Gobierno concede al contratista el derecho a prestar el servicio de público de transporte y distribución de gas natural por gasoducto en el municipio de Sabana de Torres en el departamento de Santander, prestación que comprenderá la construcción, operación y mantenimiento de la línea respectiva que tendrá como fuente de suministro el gas proveniente de los campos de Providencia y Payoa. El término de duración del contrato será de 50 años, contados a partir de la fecha de su perfeccionamiento. Podrá prorrogarse por lapsos de 20 años, en las condiciones

señaladas en el artículo 49 del código de petróleos, o renunciarse, conforme a la cláusula vigésima. El contrato de concesión establece una opción de compra a favor del gobierno en los términos del artículo 50 del código de petróleos y demás disposiciones concordantes.

b). Gas Natural del Oriente Ltda. (Piedecuesta)

El 20 de Mayo de 1988 la empresa Gas Natural del Oriente Ltda celebró el contrato de concesión con el Ministerio de Minas y Energía en el cual el Gobierno concede al contratista el derecho a prestar el servicio de público de transporte y distribución de gas natural por gasoducto en el municipio de Piedecuesta en el departamento de Santander, prestación que comprenderá la construcción, operación y mantenimiento de la línea respectiva que tendrá como fuente de suministro el gas proveniente de los campos de Providencia y Payoa. El término de duración del contrato será de 50 años, contados a partir de la fecha de su perfeccionamiento. Podrá prorrogarse por lapsos de 20 años, en las condiciones señaladas en el artículo 49 del código de petróleos, o renunciarse, conforme a la cláusula vigésima. El contrato de concesión establece una opción de compra a favor del gobierno en los términos del artículo 50 del código de petróleos y demás disposiciones concordantes.

c.) Gases de Barrancabermeja S.A. (Barrancabermeja)

El 26 de octubre de 1988 la empresa Gases de Barrancabermeja S.A. y el Ministerio de Minas y Energía protocolizaron mediante escritura pública el contrato de concesión con en el cual el Gobierno concede al contratista el derecho a prestar el servicio de público de transporte y distribución de gas natural por gasoducto en el municipio de Barrancabermeja en el departamento de Santander, prestación que comprenderá la construcción, operación y mantenimiento de la línea respectiva que tendrá como fuente de suministro el gas proveniente de los campos de Providencia y Payoa. El término de duración del contrato será de 50 años, contados a partir de la fecha de su perfeccionamiento. Podrá prorrogarse por lapsos de 20 años, en las condiciones señaladas en el artículo 49 del código de petróleos, o renunciarse, conforme a la cláusula vigésima. El contrato de concesión establece una opción de compra a favor del gobierno en los términos del artículo 50 del código de petróleos y demás disposiciones concordantes.

d.) Gases de Bucaramanga Ltda. (Bucaramanga y Girón)

El 04 de julio de 1980 la empresa Gases de Bucaramanga Ltda y el Ministerio de Minas y Energía protocolizaron mediante escritura pública el contrato de concesión con en el cual el Gobierno concede al contratista el derecho a prestar el servicio de público de transporte y distribución de gas natural por gasoducto en el municipio de Bucaramanga y Girón en el departamento de Santander, prestación que comprenderá la construcción, operación y mantenimiento de la línea respectiva que tendrá como fuente de suministro el gas proveniente de los campos de Payoa. El término de duración del contrato será de 50 años, contados a partir de la fecha de su perfeccionamiento. Podrá prorrogarse por lapsos de 20 años, en las condiciones señaladas en el artículo 49 del código de petróleos, o renunciarse, conforme a la cláusula vigésima. El contrato de concesión establece una opción de compra a favor del gobierno en los términos del artículo 50 del código de petróleos y demás disposiciones concordantes.

Gas Natural del Cesar S.A., ESP

a) Gas Natural del Cesar S.A. ESP. (EL BANCO)

El 20 de diciembre de 1996 la empresa Gas Natural del Cesar S.A. ESP celebró el contrato de concesión con el Ministerio de Minas y Energía en el cual el Gobierno concede al contratista el derecho a prestar el servicio público de distribución de gas natural por red local en el municipio de El Banco en el departamento del Magdalena, prestación que tendrá como fuente de suministro el gas proveniente de los campos de la Guajira. El término de duración del contrato será de 50 años, contados a partir de la fecha en que entre en operación la red local. Podrá prorrogarse por lapsos de 20 años, en las condiciones señaladas en el artículo 49 del código de petróleos, o renunciarse, conforme a la cláusula vigésima primera. El contrato de concesión establece una opción de compra a favor del gobierno en los términos del artículo 50 del código de petróleos y demás disposiciones concordantes.

b) Gas Natural del Cesar S.A. ESP. (Municipios del Cesar)

El 20 de diciembre de 1996 la empresa Gas Natural del Cesar S.A. ESP celebró el contrato de concesión con el Ministerio de Minas y Energía en el cual el Gobierno concede al contratista el derecho a prestar el servicio público de distribución de gas natural por red local en los municipios de; San Diego, El Burro, Agustín Codazzi, Casacára, Becerril, La Jagua de Ibirico, La Palmita, Rincón Hondo Chiriguana, San Roque, Curumaní, Pailitas, Sabanagrande Tamalameque, Pelaya, La Gloria, La Mata, Aguachica, Gamara y San Alberto, en el departamento del Cesar, prestación que tendrá como fuente de suministro el gas proveniente de los campos de la Guajira. El término de duración del contrato será de 50 años, contados a partir de la fecha en que entre en operación el gasoducto. Podrá prorrogarse por lapsos de 20 años, en las condiciones señaladas en el artículo 49 del código de petróleos, o renunciarse, conforme a la cláusula vigésima primera. El contrato de concesión establece una opción de compra a favor del gobierno en los términos del artículo 50 del código de petróleos y demás disposiciones concordantes.

2. Cambios normativos

2.1. Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por el Grupo.

Las políticas contables adoptadas para la preparación de los estados financieros intermedios condensados consolidados son consistentes con las utilizadas en la preparación de los estados financieros consolidados anuales del Grupo al 31 de diciembre de 2018, excepto por la adopción de las nuevas normas aplicables a partir del 1 de enero de 2019. El Grupo no ha adoptado anticipadamente ninguna otra norma, interpretación o enmienda que se haya emitido pero que aún no sea efectiva.

El Grupo aplica por primera vez la NIIF 16 Arrendamientos de forma retroactiva con el efecto acumulado de la aplicación inicial reconocido al 1 de enero de 2019. Como lo exige la NIC 34, la naturaleza y el efecto de estos cambios se detallan a continuación.

Otras enmiendas e interpretaciones se aplican por primera vez en 2019, pero no tienen ningún efecto en los estados financieros intermedios condensados consolidados del Grupo.

NIIF 16 Arrendamientos

La NIIF 16 reemplaza la NIC 17 Arrendamientos, la CINIIF 4 Determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento, SIC-15 Arrendamientos operativos - Incentivos y la SIC-27 Evaluación de la esencia de las transacciones que adoptan la forma legal de un arrendamiento. La norma establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación y revelación de los arrendamientos y requiere que los arrendatarios registren la mayoría de los arrendamientos bajo un modelo único de contabilización en el balance.

La contabilidad del arrendador según la NIIF 16 se mantiene sustancialmente sin cambios respecto a la NIC 17. Los arrendadores continuarán clasificando los arrendamientos como operativos o financieros utilizando principios similares a los de la NIC 17. Por lo tanto, la NIIF 16 no tuvo un impacto para los arrendamientos en los que el Grupo es el arrendador.

El Grupo adoptó la NIIF 16 utilizando el método retrospectivo modificado con fecha de aplicación inicial el 1 de enero de 2019. Bajo este método, la norma se aplica de forma retroactiva con el efecto acumulado de la aplicación inicial de la norma reconocido en la fecha de la aplicación inicial. El Grupo eligió usar la solución práctica de transición que permite que la norma se aplique solo a los contratos que se identificaron previamente como arrendamientos, teniendo en cuenta la NIC 17 y la CINIIF 4, en la fecha de aplicación inicial. El Grupo también eligió usar las exenciones de reconocimiento para contratos de arrendamiento que, en la fecha de comienzo del arrendamiento, tienen un término de 12 meses o menos y no contienen una opción de compra ('arrendamientos a corto plazo'), y contratos de arrendamiento para los cuales el activo subyacente es de bajo valor ('activos de bajo valor').

El efecto de la adopción de la NIIF 16 al 01 de enero de 2019 (aumento/(disminución)) es el siguiente:

	<u>Miles de Pesos</u>
Activos	
Propiedad, planta y equipo (derecho de uso de activos)	58.608.367
Pasivos	
Pasivos por arrendamientos	58.608.367
Impacto Neto en el Patrimonio	<u><u>-</u></u>

a) Naturaleza del Efecto de la Adopción de la NIIF 16

El Grupo tiene contratos de arrendamiento para terrenos, inmuebles, y Software. Antes de la adopción de la NIIF 16, el Grupo clasificó cada uno de sus arrendamientos (como arrendatario), en la fecha de inicio del acuerdo de arrendamiento, como un arrendamiento financiero u operativo. Con base en NIC 17, un arrendamiento se clasificó como arrendamiento financiero si se transferían sustancialmente al Grupo todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo arrendado, de lo contrario se clasificó como un arrendamiento operativo. Los arrendamientos financieros se registraron en el activo en la fecha de comienzo del arrendamiento al menor valor entre el valor razonable del activo subyacente a la fecha de inicio del acuerdo de arrendamiento y el valor presente de los pagos mínimos de arrendamiento.

Los pagos por arrendamiento se distribuyeron entre intereses (reconocidos como costos financieros) y la reducción del pasivo por arrendamiento. En un arrendamiento operativo, la propiedad arrendada no se incluyó como parte del activo y los pagos por arrendamiento se reconocieron, como gastos de arrendamiento en resultados, en línea recta durante el plazo del arrendamiento. Cualquier canon prepagado o causado fue reconocido como gasto pagado por anticipado o cuenta por pagar, respectivamente

- Arrendamientos previamente clasificados como financieros.

El Grupo no modificó los valores en libros de los activos y pasivos reconocidos como arrendamientos financieros en la fecha de aplicación inicial de la NIIF 16 (es decir, los activos por derecho de uso y los pasivos por arrendamiento son iguales a los activos y pasivos por arrendamientos reconocidos bajo NIC 17). Los requerimientos de la NIIF 16 se aplicaron a dichos arrendamientos a partir del 1 de enero de 2019.

- Arrendamientos previamente contabilizados como arrendamientos operativos.

El Grupo reconoció activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento para aquellos arrendamientos previamente clasificados como operativos, excepto los arrendamientos a corto plazo y los arrendamientos de activos de bajo valor. Los activos por derecho de uso se reconocieron con base en su valor en libros como si la NIIF 16 se hubiera aplicado siempre, excepto por el uso de la tasa de endeudamiento incremental en la fecha de la aplicación inicial. En algunos arrendamientos, los activos por derechos de uso se reconocieron de acuerdo con el monto equivalente a los pasivos por arrendamiento, ajustados por cualquier canon causado o pagado por anticipado previamente registrado. Los pasivos por arrendamientos se reconocieron con base en el valor presente de los pagos por arrendamiento restantes descontados usando la tasa de endeudamiento incremental en la fecha de aplicación inicial de la norma.

El Grupo también aplicó las siguientes soluciones prácticas contempladas por la norma:

- Uso de una única tasa de descuento para un grupo de arrendamientos con características razonablemente similares
- Confianza en su evaluación de si los arrendamientos eran onerosos inmediatamente antes de la fecha de aplicación inicial
- Aplicación de las exenciones para arrendamientos de corto plazo en los arrendamientos con un plazo que termina dentro de los 12 meses posteriores a la fecha de aplicación inicial.
- Exclusión de costos directos iniciales para la medición del activo por derecho de uso en la fecha de aplicación inicial
- Determinación del plazo del arrendamiento con base en lo observado en contratos pasados para aquellos contratos que contenían opciones de extensión o terminación de los mismos.

Con base en lo anterior, al 30 de junio de 2019:

- Se reconocieron activos por derecho de uso por \$47.013 millones de pesos, los cuales se presentaron de manera separada en el estado de situación financiera.
- Se reconocieron pasivos por arrendamiento por \$47.525 millones de pesos.

Al 30 de junio de 2019 por concepto de amortización de activos de derecho uso se ha reconocido \$12.010 millones de pesos.

b) Resumen de las nuevas políticas contables.

A continuación, se detallan las nuevas políticas contables del Grupo tras la adopción de la NIIF 16, a partir del 1 de enero de 2019:

- Activos por derecho de uso.

El Grupo reconoce los activos por derecho de uso en la fecha de comienzo del arrendamiento (es decir, la fecha en que el activo subyacente está disponible para su uso). Los activos por derecho de uso se miden al costo, menos cualquier depreciación acumulada y pérdida por deterioro, y se ajustan por cualquier nueva medición de los pasivos por arrendamiento. El costo de los activos por derecho de uso incluye los pasivos por arrendamiento reconocidos, los costos directos incurridos y los pagos por arrendamiento realizados antes de la fecha de comienzo del arrendamiento menos cualquier incentivo de arrendamiento recibido. A menos que el Grupo esté razonablemente seguro de obtener la propiedad del activo arrendado al final del plazo del arrendamiento, los activos reconocidos por derecho de uso se amortizan en línea recta durante el período más corto entre su vida útil estimada y el plazo del arrendamiento. Los activos por derecho de uso están sujetos a deterioro.

- Pasivos por arrendamiento

En la fecha de comienzo del arrendamiento, el Grupo reconoce los pasivos por arrendamiento al valor presente de los pagos que se realizarán durante el plazo del arrendamiento. Los pagos por arrendamiento incluyen pagos fijos (incluidos los pagos en esencia fijos) menos cualquier incentivo de arrendamiento por cobrar, los pagos por arrendamiento variables que dependen de un índice o una tasa, y los montos que se espera pagar como garantías de valor residual. Los pagos por arrendamiento también incluyen el precio de ejercicio de una opción de compra, en los casos en los que el Grupo esté razonablemente seguro de ejercer esa opción, además de los pagos por penalizaciones por terminar el arrendamiento, si el plazo de arrendamiento refleja el Grupo ejercerá la opción de terminarlo. Los pagos variables por arrendamientos que no dependen de un índice o una tasa son reconocidos como un gasto del período en el que se produce el evento o condición que desencadena dichos pagos variables.

Al calcular el valor presente de los pagos por arrendamiento, el Grupo utiliza la tasa de endeudamiento incremental en la fecha de comienzo del arrendamiento si la tasa de interés implícita del arrendamiento no se puede determinar fácilmente.

Después de la fecha de comienzo, el importe de los pasivos por arrendamiento se incrementa para reflejar la acumulación de intereses y se reduce por los pagos de arrendamiento realizados. Además, el valor en libros de los pasivos por arrendamiento se vuelve a medir si hay una modificación, un cambio en el plazo del arrendamiento, un cambio en los pagos en esencia fijos o un cambio en la evaluación de la opción de comprar el activo subyacente.

- Arrendamientos a corto plazo y arrendamientos de activos de bajo valor.

El Grupo aplica la exención de reconocimiento de arrendamientos de bienes inmuebles a corto plazo (es decir, aquellos arrendamientos que tienen un plazo de arrendamiento de 12 meses o menos a partir de la fecha de comienzo del arrendamiento y no contienen una opción de compra). También aplica la exención de reconocimiento para activos de bajo valor a los arrendamientos de equipos de oficina (es decir, aquellos arrendamientos relacionados con activos subyacentes por debajo de 5.000 USD). Los pagos por arrendamientos a corto plazo y de activos de bajo valor se reconocen como gasto en línea recta por el término del arrendamiento.

- Juicios importantes en la determinación del plazo de arrendamiento de contratos con opciones de renovación

El Grupo determina el plazo del arrendamiento como el término no cancelable del contrato, junto con cualquier período cubierto por una opción para extenderlo si es razonable que se ejerza, o cualquier período cubierto por una opción para rescindir el contrato, si es razonable que no sea ejercida.

El Grupo tiene la opción, para algunos de sus arrendamientos, de arrendar los activos por plazos adicionales de tres a cinco años. El Grupo aplica su juicio al evaluar si es razonable ejercer la opción de renovar, es decir, considera todos los factores relevantes que crean un incentivo económico para que tenga lugar la renovación. Después de la fecha de comienzo de los arrendamientos, el Grupo reevalúa el plazo del arrendamiento si hay un evento o cambio significativo en las circunstancias que están bajo su control y afecta su capacidad para ejercer (o no ejercer) la opción de renovar (por ejemplo, un cambio en la estrategia comercial).

c) Montos reconocidos en el estado de situación financiera y utilidad o pérdida

A continuación, se detallan los valores en libros de los activos de derecho de uso de la Compañía, los pasivos por arrendamiento y los movimientos durante el periodo:

	Activos por derecho de uso				Pasivo por arrendamientos (1)
	Terrenos	Inmuebles	Software	Total	
Saldo inicial al 01 de enero de 2019	1.332.487	31.479.061	25.796.819	58.608.367	58.608.367
Adiciones/(Disminución)	(19.726)	(71.111)	505.626	414.789	414.789
Gasto de Amortización	(132.371)	(1.986.701)	(9.891.424)	(12.010.496)	-
Gasto de intereses	-	-	-	-	1.732.265
Pagos	-	-	-	-	(13.230.552)
Saldo al 30 de Junio de 2019	1.180.390	29.421.249	16.411.021	47.012.660	47.524.869

(1) El pasivo por arrendamientos a corto plazo es de 10.977.262 y a largo plazo es de 36.547.607

Interpretación CINIIF 23 Incertidumbre sobre el tratamiento del impuesto a la renta

La Interpretación aborda la contabilización de los impuestos sobre la renta cuando los tratamientos impositivos implican incertidumbre que afecta la aplicación de la NIC 12 *Impuesto a las ganancias*. No se aplica a los impuestos o gravámenes que están fuera del alcance de la NIC 12, ni incluye específicamente los requisitos relacionados con los intereses y las sanciones asociadas con tratamientos fiscales inciertos. La Interpretación aborda específicamente lo siguiente:

- Si una entidad considera tratamientos fiscales inciertos por separado
- Los supuestos que una entidad hace sobre el examen de los tratamientos fiscales por parte de las autoridades fiscales
- Cómo una entidad determina la ganancia fiscal (pérdida fiscal), las bases fiscales, las pérdidas fiscales por compensar, los créditos fiscales no utilizados y las tasas fiscales.
- Cómo una entidad considera los cambios en los hechos y circunstancias

Una entidad debe determinar si considerar cada tratamiento fiscal incierto por separado o en conjunto con uno o más tratamientos fiscales de ese tipo. El enfoque que mejor predice la resolución de la incertidumbre debe ser seguido.

El Grupo aplica un juicio importante en la identificación de incertidumbres sobre los tratamientos del impuesto sobre la renta. Dado que el Grupo opera en un entorno complejo, se evaluó si la Interpretación tendría impacto en sus estados financieros consolidados.

Tras la adopción de la interpretación, el Grupo consideró si tiene posiciones fiscales inciertas, principalmente relacionadas con los precios de transferencia. Las declaraciones de impuestos de la Compañía y de las subsidiarias en diferentes jurisdicciones incluyen deducciones relacionadas con precios de transferencia y las autoridades fiscales pueden cuestionar esos tratamientos fiscales. El Grupo determinó, basándose en su estudio de cumplimiento tributario y precios de transferencia, que es probable que las autoridades tributarias acepten sus tratamientos fiscales (incluidos los de las subsidiarias). La interpretación no tuvo impacto en los estados financieros consolidados del Grupo.

Modificaciones a la NIIF 9: Características de cancelación anticipada con compensación negativa

Bajo NIIF 9, un instrumento de deuda puede medirse al costo amortizado o al valor razonable con cambios en otro resultado integral, teniendo en cuenta que los flujos de efectivo contractuales 'son únicamente pagos del principal e intereses sobre el importe del principal pendiente' (criterio SPPI) y el instrumento es mantenido dentro del modelo de negocio apropiado para esa clasificación. Las modificaciones a la NIIF 9 aclaran que un activo financiero cumple el mencionado criterio sin importar los eventos o circunstancias que causan la terminación temprana del contrato ni qué parte paga o recibe una compensación razonable por esta terminación. Estas enmiendas no impactan los estados financieros del Grupo.

Modificaciones a la NIC 28: Participaciones de largo plazo en asociadas y negocios conjuntos

Las enmiendas aclaran que una entidad aplica la NIIF 9 para participaciones de largo plazo en una asociada o negocio conjunto para la que el método de participación no se aplica pero que, en esencia, forma parte de la inversión neta en la asociada o negocio conjunto (participaciones de largo plazo). Esta aclaración es relevante porque implica que el modelo de pérdida esperada en NIIF 9 aplica a dichas participaciones de largo plazo.

Las modificaciones también aclaran que, en la aplicación de la NIIF 9, una entidad no tiene en cuenta cualquier pérdida de la asociada o negocio conjunto, o cualquier pérdida por deterioro en la inversión neta, reconocida como ajuste a la inversión neta en la asociada o negocio conjunto que surja de la aplicación de la NIC 28 *Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos*.

Estas enmiendas no tienen impacto en los estados financieros del Grupo, teniendo en cuenta que no tiene participaciones de largo plazo en sus asociadas o negocios conjuntos.

Mejoras Anuales del Ciclo 2015-2017

NIC 12 Impuestos a las Ganancias

Las enmiendas aclaran que las consecuencias de los dividendos en el impuesto a las ganancias están vinculadas más directamente a transacciones o eventos pasados que generaron ganancias distribuibles que a las distribuciones a los propietarios. Por lo tanto, una entidad reconoce las consecuencias de los dividendos en los resultados, otro resultado integral o en el patrimonio, en el momento en que se dieron esos transacciones o eventos.

Una entidad aplica estas enmiendas para los períodos de reporte anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2019, permitiéndose la aplicación anticipada. Cuando la entidad aplica esas modificaciones por primera vez, las aplica a las consecuencias del impuesto a la renta de los dividendos reconocidos en o después del comienzo del primer período comparativo.

Dado que la práctica actual el Grupo está en línea con estas enmiendas, las mismas no tuvieron impacto en los estados financieros de la Compañía.

NIC 23 Costos por Préstamos

Las modificaciones aclaran que una entidad trata como parte de los préstamos generales cualquier préstamo originalmente hecho para desarrollar un activo apto cuando se completan sustancialmente todas las actividades necesarias para preparar ese activo para el uso o venta previstos.

La entidad aplicará las enmiendas a los costos por préstamos incurridos en o después del 1 de enero de 2019, permitiéndose la aplicación anticipada.

Dado que la práctica actual del Grupo está en línea con estas enmiendas, las mismas no tuvieron impacto en los estados financieros de la Compañía.

3. Bases de Preparación

3.1. Declaración de cumplimiento y autorización de los estados financieros Intermedios condensados consolidados

Los estados financieros intermedios condensados consolidados de la Compañía por los seis meses terminados el 30 de junio de 2019 han sido preparados de acuerdo con la NIC 34 Información Financiera Intermedia, incluida en el "Anexo técnico compilatorio No. 1, de las normas de información financiera NIIF, Grupo 1" del Decreto 2483 de 2018.

Estos estados Financieros Intermedios Condensados no incluyen toda la información, ni todas las revelaciones que se requieren para los estados financieros anuales, por lo tanto, éstos estados financieros de periodo intermedio condensado consolidado deben ser leídos en conjunto con los estados financieros anuales de la Compañía al 31 de diciembre de 2018.

Estos estados financieros intermedios condensados consolidados fueron aprobados por la Gerencia de la Compañía el 15 de agosto de 2019.

Los estados financieros intermedios condensados consolidados correspondientes al 30 de junio de 2019 se prepararon de acuerdo con la NIC 34 (Información Financiera Intermedia). Los estados financieros de periodos Intermedios Condensados Consolidados no están auditados y en opinión de la Administración, incluyen todos los ajustes necesarios para una adecuada presentación de los resultados de cada periodo.

Estos estados financieros intermedios condensados consolidados han sido preparados sobre la base del modelo de costo histórico.

Las cifras contenidas en los estados financieros intermedios condensados consolidados se presentan en miles de pesos, salvo que se indique algo diferente.

Estos estados financieros intermedios condensados consolidados deben ser leídos en conjunto con los estados financieros separados.

En los estados financieros intermedios condensados separados, las inversiones en asociadas se registran al costo teniendo en cuenta la excepción establecida por el regulador y contenida en el decreto 2420 de 2015 y modificatorios. En los estados financieros intermedios condensados consolidados se registran al método de participación patrimonial.

4. Políticas Contables Significativas

Las políticas contables adoptadas para la preparación de los estados financieros intermedios condensados consolidados son consistentes con las utilizadas en la preparación de los estados financieros consolidados anuales de la Compañía al 31 de diciembre de 2018, excepto por la adopción de las nuevas normas aplicables a partir del 1 de enero de 2019. La Compañía no ha adoptado anticipadamente ninguna otra norma, interpretación o enmienda que se haya emitido pero que aún no sea efectiva.

5. Estimaciones y Juicios Contables Significativos

La preparación de los estados financieros requiere que la gerencia de la Compañía realice estimaciones para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos reconocidos en los estados financieros. Estas estimaciones se han determinado en función de la mejor información disponible sobre los hechos analizados. Las revisiones a las estimaciones son reconocidas prospectivamente en el periodo en el cual la estimación es revisada.

Al 30 de junio de 2019 no se han presentado cambios en las estimaciones y juicios contables significativos utilizados en la preparación de los estados financieros al 31 de diciembre de 2018.

6. Propiedades, Planta y Equipo, neto

Los saldos y las variaciones experimentadas por las partidas que componen las propiedades, planta y equipos son las siguientes:

	Terrenos y edificaciones	Redes de distribución, gasoductos, estaciones receptoras y maquinaria	Muebles y enseres, equipo de oficina y equipo de computación y comunicación	Flota y equipo de transporte	Construcciones en curso y maquinaria y equipo en montaje	Total
Al 1 de Enero de 2018						
Costo	19.702.724	1.283.762.768	34.313.519	3.792.658	37.238.201	1.378.809.870
Depreciación acumulada	(14.146.747)	(746.420.437)	(27.949.181)	(3.001.948)	-	(791.518.313)
Costo neto	5.555.977	537.342.331	6.364.338	790.710	37.238.201	587.291.557
Año terminado al 31 de Diciembre de 2018						
Saldo al comienzo del año	5.555.977	537.342.331	6.364.338	790.710	37.238.201	587.291.557
Adiciones-costo	343.372	22.707.908	1.797.717	70.648	33.661.579	58.581.224
Traslados-costo	-	24.693.763	-	-	(24.693.763)	-
Retiros-costo	-	(32.283.915)	(381.233)	-	-	(32.665.148)
Reclasificaciones-costo	902.312	4.309.279	(1.237.215)	(805.806)	(134.312)	3.034.258
Reclasificaciones -depreciación	(372.926)	(3.866.287)	1.237.215	874.526	-	(2.127.472)
Retiros-depreciación	-	19.699.579	381.230	-	-	20.080.809
Cargo de depreciación	(406.882)	(40.170.499)	(1.810.260)	(183.515)	-	(42.571.156)
Saldo al final del año	6.021.853	532.432.159	6.351.792	746.563	46.071.705	591.624.072
Al 31 de Diciembre de 2018						
Costo	20.948.408	1.303.189.806	34.492.786	3.057.501	46.071.705	1.407.760.206
Depreciación acumulada	(14.926.555)	(770.757.647)	(28.140.994)	(2.310.938)	-	(816.136.134)
Costo neto	6.021.853	532.432.159	6.351.792	746.563	46.071.705	591.624.072
Al 30 de Junio de 2019 (no auditado)						
Saldo al comienzo del año	6.021.853	532.432.159	6.351.792	746.563	46.071.705	591.624.072
Adiciones-costo	152.561	7.453.417	322.343	-	9.924.993	17.853.314
Traslados-costo	-	11.344.828	-	-	(11.344.828)	-
Retiros-costo	-	(32.440)	-	-	-	(32.440)
Retiros-depreciación	-	18.609	-	-	-	18.609
Cargo de depreciación	(137.761)	(16.629.472)	(901.992)	(100.038)	-	(17.769.263)
Saldo al final del periodo	6.036.653	534.587.101	5.772.143	646.525	44.651.870	591.694.292
Al 30 de Junio de 2019 (no auditado)						
Costo	21.100.969	1.321.955.611	34.815.129	3.057.501	44.651.870	1.425.581.080
Depreciación acumulada	(15.064.316)	(787.368.510)	(29.042.986)	(2.410.976)	-	(833.886.788)
Costo neto	6.036.653	534.587.101	5.772.143	646.525	44.651.870	591.694.292

A continuación, se incluye un resumen de las bases de medición, las vidas útiles y los métodos de depreciación:

Activo	Modelo de medición	Vida útil	Método de depreciación
Edificaciones	Costo Histórico	50	Línea recta
Redes de distribución	Costo Histórico	25	Línea recta
Gasoductos	Costo Histórico	30	Línea recta
Estaciones receptoras	Costo Histórico	20	Línea recta
Equipos de computación y comunicación	Costo Histórico	4	Línea recta
Maquinaria y equipo	Costo Histórico	10	Línea recta
Flota y equipo de transporte	Costo Histórico	6	Línea recta
Muebles y equipos de oficina	Costo Histórico	10	Línea recta
Terrenos	Costo Histórico	No aplica	No aplica
Maquinaria y equipo en montaje	Costo Histórico	No aplica	No aplica
Gasoducto en curso	Costo Histórico	No aplica	No aplica
Estaciones receptoras en curso	Costo Histórico	No aplica	No aplica
Redes de distribución en curso	Costo Histórico	No aplica	No aplica

Las propiedades, planta y equipos relacionados son de plena propiedad y control de la Compañía y no existen restricciones o gravámenes sobre éstos.

La Compañía tiene en arriendo algunos vehículos bajo contratos de arrendamiento financiero no cancelables. Los períodos de arrendamiento fluctúan entre 3 y 5 años.

Es política del Grupo contratar las pólizas de seguros que se estimen necesarias para dar cobertura a los posibles riesgos que pudieran afectar a los elementos de propiedad, planta y equipo.

7. Activos Intangibles, neto

El detalle y movimiento de las partidas incluidas en el activo intangible es el siguiente:

	Licencias y software
AI 1 de Enero de 2018	
Costo	110.892.815
Amortización acumulada	(56.246.249)
Costo neto	<u>54.646.566</u>
Año terminado al 31 de Diciembre de 2018	
Saldo al comienzo del año	54.646.566
Adiciones, retiros y traslados	17.713.835
Cargo de amortización	(13.962.301)
Saldo al final del año	<u>58.398.100</u>
AI 31 de Diciembre de 2018	
Costo	129.608.712
Amortización acumulada	(71.210.612)
Costo neto	<u>58.398.100</u>
AI 30 de Junio de 2019 (no auditado)	
Saldo al comienzo del año	58.398.100
Adiciones, retiros y traslados	12.696.111
Cargo de amortización	(7.007.511)
Saldo al final del año	<u>64.086.700</u>
AI 30 de Junio de 2019 (no auditado)	
Costo	142.304.823
Amortización acumulada	(78.218.123)
Costo neto	<u>64.086.700</u>

Los activos intangibles incluyen principalmente licencias y software para la gestión empresarial. Estos activos se amortizan en un período de cinco años.

8. Inversiones en Asociadas

Al 30 de junio de 2019 la actividad y los porcentajes de participación que poseía la compañía en empresas asociadas, son los siguientes:

Entidad	Actividad	Porcentaje poseído
Metrex S.A.	Producción de medidores	32.03%
Colombiana de Extrusión S.A.	Transporte de gas	25.00%
Promioriente S.A., ESP (AntesTransoriente)	Transporte de gas	20.00%
Transgas de Occidente S.A.	Transporte de gas	14.00%

El desglose de las inversiones en empresas del grupo y asociadas es el siguiente:

	Al 30 de Junio de 2019 (no auditado)	Al 31 de Diciembre de 2018
Inversiones en asociadas		
Metrex S.A.	1.668.299	2.104.756
Colombiana de Extrusión S.A.	3.798.796	3.905.943
Promioriente S.A., ESP (AntesTransoriente)	65.944.826	64.410.319
Transgas de Occidente S.A.	635.185	792.030
	72.047.106	71.213.048

El movimiento de las inversiones en asociadas fue el siguiente:

	Inversiones en asociadas
Al 1 de Enero de 2018	83.080.545
Método de Participación	13.895.128
Dividendos	(17.325.749)
Deterioro asociada	(8.436.876)
Al 31 de Diciembre de 2018	71.213.048
Método de Participación	7.924.095
Dividendos	(7.090.037)
Al 30 de Junio de 2019 (no auditado)	72.047.106

9. Cuentas por Cobrar Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

Los siguientes son los saldos de las cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar:

	Al 30 de Junio de 2019 (no auditado)	Al 31 de Diciembre de 2018
Corriente		
Clientes (1)	488.687.852	435.898.735
Menos: Provisión de deterioro de clientes (2)	(74.230.005)	(68.133.655)
Clientes neto	414.457.847	367.765.080
Depósitos	350.532	379.014
Déficit por subsidios y contribuciones (3)	46.873.226	26.509.023
Cuentas en participación	17.341.047	15.854.827
Cuentas por cobrar a empleados (4)	429.957	602.067
Contratos de mandato (5)	9.347.670	8.113.674
Otros deudores (6)	16.569.950	15.765.620
Menos: Provisión de deterioro de otros deudores	(7.283.000)	(7.487.698)
	498.087.229	427.501.607
No corriente		
Clientes (1)	61.511.845	56.600.917
Total	559.599.074	484.102.524

- (1) La cartera de clientes incluye el consumo de gas, cartera de títulos valores descontados que corresponde a la compra de cartera a firmas instaladoras, con descuentos que van desde el 1 hasta el 11%, cartera de revisiones técnicas reglamentarias y de derechos de conexión: Gas Natural S.A., ESP financia el 100% del valor de los derechos de conexión, incluyendo la acometida y el medidor para los estratos 1, 2 y 3, acogiéndose a las disposiciones de la Ley 142 de 1994. Por política de la Compañía se extendió este beneficio a los estratos 4, 5 y 6, y a los sectores comercial e industrial; adicionalmente se financia la construcción de la red interna y los gasodomésticos, en un período que oscila entre 6 y 48 meses, a tasas de interés que no superan la máxima legal autorizada por la Superintendencia Financiera de Colombia.
- (2) La estimación del deterioro de las cuentas por cobrar de la Compañía se efectuó teniendo en cuenta el enfoque simplificado establecido por la IFRS 9, en el cual se define que una entidad siempre estimará el deterioro como un valor igual a la pérdida esperada por la vida remanente de las cuentas por cobrar. La compañía ha segmentado sus cuentas por cobrar en: i) Clientes Doméstico – comercial (incluye el componente de financiación), ii) Grandes clientes conformado por industria, mercado secundario, GNV terceros y soluciones energéticas y iii) otras cuentas por cobrar.

El ratio de pérdida es la relación entre las pérdidas durante un año y el saldo de las cuentas por cobrar a la fecha de corte, para los segmentos antes mencionados. Estos ratios son calculados y aplicados a la cartera corriente, morosa (Se calcula un ratio por cada rango de mora) y cartera financiada (Vencida o pendiente por presentar). El ratio de pérdida para cuentas por cobrar con más de 180 días de mora será del 100% (Estado 3).

- (3) Corresponde al saldo neto del fondo de solidaridad y redistribución de ingresos por subsidios otorgados y contribuciones facturadas en el servicio público de gas natural domiciliario efectuadas a partir de los consumos de gas y las tarifas vigentes aplicables, de conformidad con lo establecido en la Resolución 186 de 2013 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en cumplimiento del artículo 1 de la Ley 1428 de 2010, y prorrogado por el artículo 17 de la Ley 1753 de 2015, para la liquidación, cobro, recaudo y manejo, según lo establecido en los decretos 847 de 2001 y 201 de 2004.

El Decreto 4956 de 2011 señala que los usuarios industriales de gas natural domiciliario cuya actividad económica principal se encuentre registrada en el Registro Único Tributario – RUT – al 31 de diciembre de 2011, en los códigos 011 a 456, no serán objeto del cobro de la contribución de que trata el numeral 89.5 del artículo 89 de la Ley 142 de 1994.

- (4) Corresponde a préstamos y anticipos de corto plazo otorgados a trabajadores.
- (5) Corresponde principalmente a contratos de mandato suscritos con firmas instaladoras como Multintegral, con el motivo de negociar, contratar y sufragar el costo de los artefactos gasodomésticos a gas natural de uso residencial, asociados a las campañas de comercialización.
- (6) Incluye la compra de cartera de financiación de conversiones a gas natural vehicular, recobro de daños a la red, gestión publicitaria, reposición de carnets, arrendamientos, asistencia técnica, entre otros.

Las cuentas por cobrar no corrientes vencen dentro de los cinco años contados desde la fecha del estado de situación financiera.

El vencimiento de la cartera de largo plazo es el siguiente:

Año de vencimiento	Al 30 de Junio de 2019 (no auditado)	Al 31 de Diciembre de 2018
2020	24.718.402	36.398.357
2021	25.392.549	14.926.050
2022	8.654.749	4.253.366
2023 y siguientes	2.746.145	1.023.144
	61.511.845	56.600.917

El movimiento de la provisión por deterioro de cuentas por cobrar es el siguiente:

Saldo al 1 de enero	Al 30 de Junio de 2019 (no auditado)	Al 31 de Diciembre de 2018
Incrementos	75.621.353	45.256.603
Castigos	9.486.630	29.898.324
Recuperaciones	(1.013.879)	1.865.811
Saldo	(2.581.099)	(1.399.385)
	81.513.005	75.621.353

La constitución y la liberación de la provisión para cuentas por cobrar deterioradas se incluyen en la cuenta "otros gastos" y "otros ingresos", respectivamente en el estado de resultados. Los montos cargados a la provisión generalmente se castigan cuando no hay expectativas de recuperación de efectivo adicional.

La exposición máxima al riesgo de crédito a la fecha de reporte es el valor en libros de cada clase de cuenta por cobrar mencionada. La Compañía no solicita colaterales en garantía.

10. Gastos Pagados por Anticipado y Otros Activos

Los siguientes son los saldos de los gastos pagados por anticipado y otros activos:

	Al 30 de Junio de 2019 (no auditado)	Al 31 de Diciembre de 2018
Anticipos de proveedores (1)	35.578.685	54.250.543
Gastos pagados por anticipado (2)	869.566	2.292.166
	36.448.251	56.542.709

- (1) Comprende principalmente los realizados por la Compañía para el suministro de gas natural.
 (2) Gastos pagados por anticipado por concepto de pólizas de seguro.

11. Cuentas por Cobrar y por Pagar a Partes Relacionadas y Asociadas

Los siguientes son los saldos de las cuentas por cobrar y por pagar a partes relacionadas y asociadas medidas a costo amortizado:

	Al 30 de Junio de 2019 (no auditado)	Al 31 de Diciembre de 2018
Cuentas por cobrar		
Asociadas		
Metrex S.A	658.812	433
Colombiana de Extrusión S.A	820.470	-
Promioriente S.A ESP	3.740.725	-
Vinculados económicos		
Serviconfort Colombia S.A.S.	7.121	309
Partes relacionadas		
Transportadora de Gas Internacional S.A.	3.755.445	1.652.469
Empresa de Energía de Boyacá S.A ESP	5.113	-
Corto plazo	8.987.686	1.653.211
Largo plazo	-	-
Total cuentas por cobrar a partes relacionadas y asociadas	8.987.686	1.653.211
 Cuentas por pagar		
Asociadas		
Colombiana de Extrusión S.A.	140.091	176.862
Promioriente S.A. ESP	3.883.634	3.312.573
Metrex S.A.	643.520	982.360
Vinculados económicos		
Serviconfort Colombia S.A.S	497.310	137.146
Partes relacionadas		
Transportadora de Gas Internacional S.A.	26.087.147	23.163.275
Empresa de Energía de Boyacá S.A ESP	2.470	-
Electrificadora de Santander S.A.S.(1)	-	3.843
Corto plazo	31.254.172	27.776.059
Total cuentas por pagar a partes relacionadas y asociadas	31.254.172	27.776.059

- (1) La Compañía Electrificadora de Santander al 30 de junio de 2019 dejó de ser parte relacionada de Gas Natural del Oriente S.A. ESP.

12. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

Para propósitos del estado de flujo de efectivo, el efectivo y equivalentes al efectivo incluye efectivo y bancos, netos de sobregiros bancarios pendientes. El efectivo y equivalentes de efectivo al final del período sobre el que se informa como se muestra en el estado de flujo de efectivo puede ser conciliado con las partidas relacionadas en el estado de situación financiera de la siguiente manera:

	Al 30 de Junio de 2019 (no auditado)	Al 31 de Diciembre de 2018
Efectivo		
Efectivo en caja	64.392	68.124
Saldos en bancos	18.550.981	67.916.287
	18.615.373	67.984.411
Equivalentes de efectivo		
Inversiones a corto plazo	74.989.416	130.898.124
	74.989.416	130.898.124
	93.604.789	198.882.535
 Efectivo Restringido (1)	 35.451.181	 38.496.782

- (1) Conformado por el acuerdo de colaboración para incentivar la comercialización, distribución, consumo de gas natural comprimido vehicular en el mercado de Bogota, Soacha, Sibate, Ubaté y zonas de influencia. Comprende tres Fiducuentes, una para pagos de incentivos a los talleres por nuevas instalaciones GNV y recuperación de clientes, otra para desembolsos para carros dedicados a GNV, y a marcas automotrices que importen dichos vehículos y por último, pago por fiducia de la publicidad del programa "Su carro 5G" para el programa de fondo de conversiones GNV.

13. Instrumentos Financieros

13.1. Instrumentos financieros por categoría:

	Al 30 de Junio de 2019 (no auditado)	Al 31 de Diciembre de 2018
Activos financieros		
Activos financieros al costo amortizado		
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar (Nota 9)	498.087.229	427.501.607
Cuentas por cobrar a partes relacionadas (Nota 11)	8.987.686	1.653.211
Efectivo y equivalentes de efectivo (Nota 12)	93.604.789	198.882.535
Efectivo Restringido (Nota 12)	35.451.181	38.496.782
	636.130.885	666.534.135
 Pasivos financieros		
Otros pasivos financieros		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar (Nota 16)	352.097.173	377.876.257
Cuentas por pagar a partes relacionadas (Nota 11)	31.254.172	27.776.059
Obligaciones financieras (Nota 15)	435.080.467	528.065.147
	818.431.812	933.717.463

14. Patrimonio

Los principales componentes del patrimonio neto se detallan a continuación:

	Al 30 de Junio de 2019 (no auditado)	Al 31 de Diciembre de 2018
Capital		
Capital emitido	27.688.191	27.688.191
Prima de emisión	68.555.353	68.555.353
	96.243.544	96.243.544

El capital autorizado está representado por 36.917.588 acciones (2018: 36.917.588 acciones) cuyo valor nominal es de \$750 por acción (2018: \$750 por acción). Todas las acciones emitidas han sido pagadas.

	Al 30 de Junio de 2019 (no auditado)	Al 31 de Diciembre de 2018
Reservas		
Reserva legal	13.844.095	13.844.095
Reservas estatutarias	5.216.659	5.216.659
	19.060.754	19.060.754

Reserva legal

De acuerdo con la ley comercial colombiana, el 10% de la ganancia neta de cada ejercicio se debe apropiar como reserva legal hasta que el saldo de esta reserva sea equivalente, como mínimo, al 50% del capital suscrito. La reserva legal obligatoria no es distribuible antes de la liquidación de la Compañía, pero se debe utilizar para absorber pérdidas netas anuales.

Reserva por disposiciones fiscales para depreciación acelerada

Esta reserva se constituyó para obtener deducciones tributarias por depreciación en exceso de depreciaciones contabilizadas. Según disposiciones legales, en la medida en que las depreciaciones posteriormente contabilizadas excedan las solicitadas cada año para efectos tributarios, se puede distribuir esta reserva en cantidades iguales al 70% de dichos excedentes.

Ganancias por acción

Las ganancias por acción se calculan dividiendo la ganancia neta entre el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante el periodo.

	Al 30 de Junio de 2019 (no auditado)	Al 30 de Junio de 2018
Ganancia atribuible a los accionistas de la Compañía	138.393.170	135.375.682
Promedio ponderado de las acciones comunes en circulación	36.917.588	36.917.588
Ganancia por acción (en pesos colombianos)	3.748,71	3.666,97

Dividendos

A continuación se detallan los pagos de dividendos efectuados durante los ejercicios 2019 y 2018.

Ejercicio 2019

- En Asamblea General de Accionistas de Gas Natural S.A, ESP celebrada el 27 de marzo de 2019, como consta en el acta No.070, se decretaron dividendos por las utilidades del periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2018 por \$228.080 millones pagaderos en cuatro cuotas del mismo valor así: 22 de mayo de 2019; 22 de agosto de 2019; 20 de noviembre de 2019 y 19 de febrero de 2020.
- En Asamblea General de Accionistas de Gas Natural del Oriente S.A, ESP, celebrada el 26 de marzo de 2019, como consta en el acta No.103, se decretaron dividendos por las utilidades del periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2018 por \$32.820 millones pagaderos en tres cuotas del mismo valor así: 22 de mayo de 2019; 22 de agosto de 2019 y 20 de noviembre de 2019.

- En Asamblea General de Accionistas de Gas Natural Cundiboyacense S.A., ESP celebrada el 26 de marzo de 2019, como consta en el acta No.029, se decretaron dividendos de las utilidades del período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2018 por \$24.883 millones, millones pagaderos en tres cuotas del mismo valor así: 22 de mayo de 2019; 22 de agosto de 2019 y 20 de noviembre de 2019.
- En Asamblea General de Accionistas de Gas Natural del Cesar S.A., ESP celebrada el 26 de marzo de 2019, como consta en el acta No.032, se decretaron dividendos por las utilidades del período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2018 por \$3.775 millones pagaderos en tres cuotas del mismo valor así: 22 de mayo de 2019; 22 de agosto de 2019 y 20 de noviembre de 2019.
- En Gas Natural Servicios SAS de acuerdo con el Acta No. 17 celebrada el 27 de marzo de 2019, se decretaron dividendos por las utilidades del período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2018 por \$4.773 millones pagaderos en tres cuotas del mismo valor así: 22 de mayo de 2019; 22 de agosto de 2019 y 20 de noviembre de 2019.

Ejercicio 2018

- En Asamblea General de Accionistas de Gas Natural S.A., ESP celebrada el 6 de abril de 2018, como consta en el acta No.068, se decretaron dividendos por las utilidades del período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2017 por \$235.780 millones pagaderos en dos contados del mismo valor los días 23 de mayo y el 23 de agosto de 2018 y se aprobó la distribución de reserva fiscal para depreciación diferida no gravada por valor de \$814 millones, pagaderos en dos contados del mismo valor el 23 de mayo y 23 de agosto de 2018.
- En Asamblea General de Accionistas de Gas Natural del Oriente S.A., ESP, celebrada el 20 de marzo de 2018, como consta en el acta No.099, se decretaron dividendos por las utilidades del período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2017 por \$34.819 millones. El pago se decretó en dos cuotas iguales del 50%, la primera para el 23 de mayo de 2018 y el restante para el 23 de agosto de 2018.
- En Asamblea General de Accionistas de Gas Natural Cundiboyacense S.A., ESP celebrada el 14 de marzo de 2018, como consta en el acta No.026, se decretaron dividendos de las utilidades del período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2017 por \$16.567 millones, pagaderos en dos contados del mismo valor los días 23 de mayo y el 23 de agosto de 2018 respectivamente.
- En Asamblea General de Accionistas de Gas Natural del Cesar S.A., ESP celebrada el 20 de marzo de 2018, como consta en el acta No.029, se decretaron dividendos por las utilidades del período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2017 por \$3.795 millones, pagaderos en dos contados del mismo valor los días 23 de mayo y el 19 de Septiembre de 2018.
- En Gas Natural Servicios SAS de acuerdo con el Acta No. 14 celebrada el 28 de marzo de 2018, se decretaron dividendos por las utilidades del período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2017 por \$7.709 millones, pagaderos en dos cuotas del mismo valor los días 23 de mayo y el 23 de Agosto de 2018. De acuerdo con el Acta No. 16 celebrada el 27 de diciembre de 2018, se autorizó repartir al accionista reservas a disposición para futuros repartos no gravada por valor de \$10.000 millones. Se pagó el 100% el 27 de diciembre de 2018

Ganancias acumuladas y giros al exterior

Las disposiciones cambiarias vigentes permiten la remesa de dividendos a accionistas extranjeros sin limitación. Su remesa se hace a través del mercado cambiario, cumpliendo con disposiciones legales. Los dividendos pueden ser capitalizados incrementando la inversión extranjera, previa la aprobación legal y el correspondiente registro en el Banco de la República. Los dividendos que se giren al exterior a personas jurídicas o naturales, no domiciliadas o no residentes, pueden estar sujetos total o parcialmente a retención en la fuente local, lo cual, dependerá del cálculo de utilidades gravadas y no gravadas establecido por las normas tributarias vigentes, y que estará a cargo de la Sociedad que decrete los dividendos en calidad de exigibles.

15. Títulos Emitidos y Obligaciones Financieras

El saldo de las obligaciones financieras medidas a costo amortizado comprende:

	Al 30 de Junio de 2019 (no auditado)	Al 31 de Diciembre de 2018
Préstamos bancarios garantizados recibidos	234.864.257	327.780.234
Bonos emitidos	200.000.000	200.000.000
Contrato de arrendamiento financiero	216.210	284.913
	435.080.467	528.065.147
 Corto plazo	 405.871.535	 316.303.821
Largo plazo	29.208.932	211.761.326

Los valores en libros de los préstamos a corto plazo se aproximan a sus valores razonables.

El movimiento de la deuda financiera es el siguiente:

	Al 30 de Junio de 2019 (no auditado)	Al 31 de Diciembre de 2018
Saldo al 1 de Enero	528.065.147	542.435.727
Aumento	144.572.591	186.920.799
Disminución	(237.557.271)	(201.321.461)
Amortización costos de emisión	-	30.082
Saldo	<u>435.080.467</u>	<u>528.065.147</u>

Títulos emitidos

La Superintendencia Financiera de Colombia, mediante Resolución 1622 del 10 de octubre de 2012, autorizó a la Compañía a inscribir bonos ordinarios en el Registro Nacional de Valores y Emisores y su oferta pública, de acuerdo con las siguientes características:

- a) Destinación de la emisión: Los recursos provenientes de la colocación de bonos ordinarios serán destinados hasta el 100% para la sustitución de pasivos financieros del emisor y/o hasta el 100% para capital de trabajo.
- b) Clase de valor: Bonos ordinarios.
- c) Destinatarios de la oferta: Público inversionista en general, incluidos los fondos de pensiones y cesantías.
- d) Calificación de los bonos: AAA otorgada por Fitch Ratings Colombia S.A. Sociedad calificadora de valores.
- e) Monto autorizado \$500.000 millones de pesos.
- f) Cantidad de bonos: 500.000 bonos ordinarios.
- g) Valor nominal: \$1.000.000 (un millón de pesos, moneda legal)
- h) Plazo de los bonos y amortización: Los bonos tendrán plazos entre dieciocho (18) meses y veinte (20) años contados desde la fecha de emisión.

La fecha de la emisión inicial fue el 24 de octubre de 2012 y el monto emitido en el primer lote fue de \$300.000 millones de pesos, con las siguientes características:

Serie	C7
Plazo	7 años
Fecha de emisión	24-oct-12
Fecha de vencimiento	24-oct-19
Tasa de corte	IPC + 3.34 E.A.
Periodicidad de pago de intereses	Trimestre vencido
Base	365
Monto colocado	200,000,000

No se contrataron garantías en relación con la emisión.

16. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

Los siguientes son los saldos de las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar:

	Al 30 de Junio de 2019 (no auditado)	Al 31 de Diciembre de 2018
Proveedores	300.920.049	322.750.966
Otras cuentas por pagar	18.840.173	23.163.999
Retenciones en la fuente	10.765.464	12.130.978
Ingresos diferidos	10.122.645	9.063.081
Acreedores varios	5.244.706	3.930.718
Beneficios a empleados de corto plazo	2.240.785	361.756
Seguridad social y parafiscales	1.759.754	3.623.886
Subsidios y contribuciones	1.212.805	1.438.141
Impuesto sobre las ventas retenido	626.176	1.073.586
Impuesto de industria y comercio retenido	364.616	339.146
	<u>352.097.173</u>	<u>377.876.257</u>

El plazo de pago a proveedores y las cuentas por pagar en general es a 30 días. Por lo anterior no se han cargado intereses sobre las cuentas comerciales por pagar. La Compañía tiene implementados mecanismos de manejo de riesgo financiero para asegurar que todas las cuentas por pagar se paguen de conformidad con los términos crediticios pre-acordados.

El valor razonable y el valor contable de estos pasivos no difieren de forma significativa.

17. Otras Provisiones

El detalle de las otras provisiones es el siguiente:

	Al 30 de Junio de 2019 (no auditado)	Al 31 de Diciembre de 2018
Procesos legales	1.833.891	1.293.521

Las provisiones corresponden a ciertas demandas legales contra la Compañía. En opinión de los abogados internos, luego de consultar con sus asesores legales, el resultado de estas demandas no representará ninguna pérdida significativamente mayor a los montos provisionados.

El movimiento de las provisiones es el siguiente:

	Procesos jurídicos	Demandas laborales	Provisiones fiscales	Total
Saldo al 1 de Enero de 2018	3.837.853	336.520	569.639	4.744.012
Provisiones reconocidas	-	219.907	350.529	570.436
Disminución por cambios en el proceso	(3.837.853)	(52.024)	(131.050)	(4.020.927)
Saldo al 31 de Diciembre de 2018	-	504.403	789.118	1.293.521
Provisiones reconocidas	-	745.597	-	745.597
Disminución por cambios en el proceso	-	(23.518)	(181.709)	(205.227)
Saldo al 30 de Junio de 2019 (no auditado)	-	1.226.482	607.409	1.833.891

Tal cual lo previsto en la NIC 37.92, la Compañía tiene por política no revelar de manera detallada la información vinculada con disputas con terceros relativas a situaciones que involucran provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes, en la medida en que esa información perjudique seriamente la posición de la Compañía.

18. Otros Pasivos Financieros y no Financieros

Los siguientes son los saldos de los otros pasivos financieros y no financieros corrientes diversos:

	Al 30 de Junio de 2019 (no auditado)	Al 31 de Diciembre de 2018
Otros pasivos financieros		
Intereses por pagar	4.159.567	5.572.106
Otros pasivos no financieros		
Anticipos recibidos	4.910.206	7.749.789
Dividendos y participaciones	215.228.144	-
	220.138.350	7.749.789

19. Impuesto a las Ganancias por Pagar

El siguiente es el detalle del saldo por impuestos pasivos:

	Al 30 de Junio de 2019 (no auditado)	Al 31 de Diciembre de 2018
Impuesto de renta y complementarios	10.837.209	14.058.407

Activos y pasivos por impuestos corrientes

El siguiente es el detalle del saldo de activos y pasivos por impuestos corrientes:

	Al 30 de Junio de 2019 (no auditado)	Al 31 de Diciembre de 2018
Activos por impuestos corrientes	7.418.832	4.893.997
Pasivos por impuestos corrientes	(11.482.323)	(16.904.412)

Impuesto sobre la renta diferido

El siguiente es el detalle del saldo de impuestos diferidos activos y pasivos:

	Al 30 de Junio de 2019 (no auditado)	Al 31 de Diciembre de 2018
Impuestos diferidos activos		
Gas Natural S.A. ESP	13.030.630	10.829.129
Gas Natural Servicios S.A.S.	2.430.015	2.774.369
Total Impuestos diferidos activos	15.460.645	13.603.498
Impuestos diferidos pasivos		
Gas Natural del Cesar S.A. ESP	(2.573.866)	(2.782.103)
Gas Natural Cundiboyacense S.A. ESP	(6.614.766)	(7.029.514)
Gas Natural del Oriente S.A. ESP	(2.238.965)	(2.284.425)
Total Impuestos diferidos pasivos	(11.427.597)	(12.096.042)
Impuestos diferidos activos (pasivos), neto	4.033.048	1.507.456

Gasto por Impuesto de Renta

El siguiente es un detalle del impuesto sobre la renta y complementarios, reconocidos en el resultado por los periodos al 30 de junio de 2019 y al 30 de junio del 2018:

	Al 30 de Junio de 2019 (no auditado)	Al 30 de Junio de 2018 (no auditado)
Impuesto corriente		
Provisión para impuesto sobre la renta	66.831.097	82.814.595
Ajuste al gasto de renta de años anteriores	867.101	(10.893.684)
	67.698.198	71.920.911
Impuesto diferido		
Impuesto diferido de renta	(2.525.592)	4.240.483
Total gasto de impuesto a las ganancias	65.172.606	76.161.394

20. Ingresos de Actividades Ordinarias

El desglose de los ingresos de actividades ordinarias es el siguiente:

	Por el periodo de tres meses terminado al 30 de Junio del		Por el periodo de seis meses terminado al 30 de Junio del	
	2019 (no auditado)	2018	2019 (no auditado)	2018
Venta de gas natural	624.385.842	591.784.543	1.191.954.919	1.165.206.705
Cargos por conexión	18.351.449	19.210.301	35.682.958	35.304.995
Servihogar	11.434.463	10.147.714	20.501.542	20.113.491
Revisión técnica reglamentaria	9.129.398	9.093.244	17.575.939	16.129.905
Transporte y distribucion de gas natural	8.872.359	13.265.325	15.920.384	25.046.378
Reconexiones y reinstalaciones	7.904.521	7.606.868	14.884.449	12.118.264
Comisiones de recaudo	4.696.558	4.508.648	9.467.341	8.980.571
Red Interna	3.045.309	2.577.605	5.529.486	4.683.191
Alquiler de instalaciones	2.479.617	2.283.061	4.916.101	4.336.302
Venta de materiales y equipos	2.392.362	4.293.662	3.756.564	6.405.417
Comercializacion gestion energetica	1.357.183	1.737.261	2.888.378	4.442.771
Otros servicios	1.893.259	703.047	2.467.030	1.410.215
Contrato cuentas en participacion	931.459	1.233.119	2.382.660	2.463.697
Mantenimiento y reparación	1.012.410	831.384	1.972.350	1.725.216
Visita y servicios técnicos	826.113	743.046	1.484.338	1.361.758
Servicios de soluciones energéticas	1.359.368	68.301	1.332.845	161.393
Diversos	569.666	159.778	1.232.826	435.386
Indemnización por daños a la red	78.897	134.370	445.624	442.043
Visita Técnica VTR	183.296	406.697	373.741	800.688
Asistencia técnica	127.877	1.650.682	247.611	3.250.561
Detección de anomalías en ventas de gas	43.434	91.959	82.966	333.899
Comisiones	10.699	1.118.244	36.756	2.229.401
Servicio cambio de medidor	57	1.843	646	1.843
Gestión demanda de gasodomésticos	-	250.593	-	485.087
Venta de gasodomésticos	-	7.105	-	45.611
	701.085.596	673.908.400	1.335.137.454	1.317.914.788

21. Costos de Operación

El desglose de los costos de actividades ordinarias es el siguiente:

	Por el periodo de tres meses terminado al 30 de Junio del		Por el periodo de seis meses terminado al 30 de Junio del	
	2019 (no auditado)	2018	2019 (no auditado)	2018
Costo de gas natural	264.612.422	252.984.449	504.469.819	504.220.905
Costos de transporte y distribucion de gas natural	196.054.955	172.234.471	368.621.830	347.619.741
Mantenimiento y reparaciones	10.435.821	10.852.717	22.881.581	22.342.480
Personal (Nota 24)	9.697.481	8.406.678	17.807.524	15.791.384
Depreciación	8.353.063	10.184.233	16.694.560	20.433.122
Revisiones sistemáticas	6.808.679	7.650.618	13.216.741	13.772.662
Obras civiles - Acometida, Medidor e Interna	6.629.770	5.854.488	12.009.485	11.489.157
Servihogar	5.352.954	6.590.293	10.247.439	13.830.487
Costo de materiales - Acometida, Medidor e Internas	5.414.546	4.810.217	9.388.769	9.293.981
Corte, reconexión y reinstalación	3.402.177	3.091.119	6.570.801	5.111.792
Suministros	2.486.360	2.098.181	4.361.785	3.901.178
Servicios públicos	2.158.431	2.162.926	4.171.472	4.018.477
Inspección puesta en servicio	1.587.240	1.631.801	3.412.671	2.994.684
Otros servicios	1.168.245	2.530.509	3.241.382	4.128.561
Seguros	1.229.932	725.837	2.368.885	1.167.874
Arrendamientos	894.736	1.738.143	1.828.611	3.526.147
Servicios Informáticos	969.967	711.904	1.777.926	1.432.090
Honorarios y asesorías	1.070.907	832.638	1.749.707	1.433.324
Costo de materiales - Otros	1.367.490	1.463.896	1.716.324	2.616.443
Diversos	796.369	674.223	1.477.296	1.318.718
Soluciones energéticas	1.343.275	1.148.353	1.400.382	1.434.875

Control de calidad	567.410	755.988	1.240.027	1.385.427
Detección de anomalías	745.207	1.065.806	1.166.931	1.580.882
Viáticos y gastos de viaje	387.561	347.437	689.105	571.814
Obras por traslado de tubería	32.756	2.243	269.430	5.289
Visita técnica VTR	90.511	312.342	190.631	555.957
Actividades de Comercialización	38.196	830.235	99.108	1.323.221
Obras por daños a la red	56.901	1.547	58.667	1.547
Relaciones públicas	20.343	26.216	37.419	93.653
Inspección por incrementos de consumo	-	158.349	-	356.993
Costo de gas natural vehicular	-	2.769	-	2.769
Revisión preventiva	-	284.702	-	-
	533.773.705	502.165.328	1.013.166.308	997.755.634

22. Gastos de Administración

El desglose de los gastos de administración por naturaleza es el siguiente:

	Por el periodo de tres meses terminado al 30 de Junio del		Por el periodo de seis meses terminado al 30 de Junio del	
	2019 (no auditado)	2018	2019 (no auditado)	2018
Amortización	8.334.201	3.421.593	18.113.462	6.879.277
Personal (Nota 24)	6.980.513	4.189.873	13.116.667	7.980.313
Impuestos y contribuciones	1.293.609	2.510.778	3.704.807	4.383.579
Servicios profesionales independientes	2.037.949	1.003.828	3.040.495	1.701.598
Suministros	1.309.612	1.731.805	2.504.431	3.083.806
Depreciación	541.334	526.387	1.074.703	1.258.683
Servicios	775.543	120.454	889.579	150.183
Actividades promocionales	584.878	678.128	806.518	1.066.595
Asistencia técnica	243.467	1.593.282	498.810	3.145.555
Arrendamientos	218.606	5.338.707	434.275	11.056.642
Seguros	193.874	174.199	385.313	420.401
Reparación y conservación	202.726	69.517	341.744	146.352
Viáticos y gastos de viaje	127.015	184.599	238.379	300.001
Servicios corporativos	61.471	1.919.822	223.587	4.969.240
Provisión contingencias, litigios y demandas	185.597	-	185.597	233.688
Servicios públicos	43.277	7.970	151.491	114.818
Sanciones y multas	32.840	4.816	39.106	5.461
Relaciones públicas	20.008	10.633	28.000	17.363
Diversos	4.513	399	13.622	400
	23.191.033	23.486.790	45.790.586	46.913.955

23. Gastos de Ventas

El desglose de los gastos de ventas por naturaleza es el siguiente:

	Por el periodo de tres meses terminado al 30 de Junio del		Por el periodo de seis meses terminado al 30 de Junio del	
	2019 (no auditado)	2018	2019 (no auditado)	2018
Impuestos y contribuciones	8.087.454	7.094.175	16.117.484	14.850.369
Actividades de Comercialización	9.415.618	4.736.618	14.755.149	10.719.829
Recaudo	4.595.274	4.434.561	9.052.585	8.634.528
Honorarios y asesorías	3.395.930	1.685.877	6.100.665	3.000.377
Entrega de facturas	2.826.365	2.334.606	5.663.927	4.616.859
Toma de lecturas	2.296.841	1.996.381	4.631.620	3.992.244
Publicidad	2.634.517	1.553.037	4.022.939	2.139.742
Atención a clientes	1.595.179	1.815.993	3.308.851	3.322.912
Servicios de Call center	1.339.745	1.479.903	2.869.859	2.429.759
Procesos COIL	901.644	1.044.326	2.152.606	2.129.987
Servicios de impresión clientes	664.269	488.288	1.354.216	1.258.067
Seguros	224.172	1.317.046	476.255	2.617.659
Impresos y publicaciones	175.206	93.937	301.385	145.375
Actividades comerciales	16.352	45.745	174.355	45.745
	38.168.566	30.120.493	70.981.896	59.903.452

24. Costos y Gastos por Beneficios a Empleados

El desglose de los costos y gastos por beneficios a empleados es el siguiente:

	Por el periodo de tres meses terminado al 30 de Junio del		Por el periodo de seis meses terminado al 30 de Junio del	
	2019 (no auditado)	2018	2019 (no auditado)	2018
Retribuciones	12.142.165	9.626.770	22.761.796	17.471.881
Beneficios sociales	3.422.191	2.554.844	5.859.165	4.774.375
Seguridad social	1.846.162	1.395.877	3.823.073	3.307.484
Indemnizaciones	458.283	3.396	469.049	18.974
Trabajos para propiedad, planta y equipo en curso	(1.190.807)	(984.336)	(1.988.892)	(1.801.017)
	16.677.994	12.596.551	30.924.191	23.771.697

(1) Corresponde a la aplicación de costos de personal a los activos fijos en construcción con base en la dedicación que prestan las distintas unidades de la sociedad a los diferentes proyectos de inversión.

25. Otros Ingresos / Otros Gastos

	Por el periodo de tres meses terminado al 30 de Junio del		Por el periodo de seis meses terminado al 30 de Junio del	
	2019 (no auditado)	2018	2019 (no auditado)	2018
Otros Ingresos				
Recuperación de provisión de cuentas por cobrar	1.545.074	1.078.681	2.558.795	1.194.151
Recuperaciones	528.317	212.832	1.488.025	973.368
Indemnizaciones	140.600	155.994	461.229	158.377
Utilidad en venta de propiedad, planta y equipo	-	-	149.000	-
Incapacidades	70.581	-	80.670	4.387
Diversos	19.033	72.634	46.961	106.438
Recuperación de cuentas por cobrar castigadas	10.779	4.197	22.304	75.236
Descuento en pago de impuestos	-	(349)	4.883	1.760
Venta de residuos y chatarra	2.350	-	2.350	308
	2.316.734	1.523.989	4.814.217	2.514.025
Otros Gastos				
Deterioro de la cartera de clientes	4.126.018	5.038.040	9.486.630	7.349.664
Diversos	163.449	17.112	206.736	42.768
Pérdida en venta de propiedad, planta y equipo e inversiones	-	-	13.831	-
Impuestos asumidos	2.020	1.334	8.373	2.962
Sanciones	402	76.131	7.942	119.694
	4.291.889	5.132.617	9.723.512	7.515.088
	(1.975.155)	(3.608.628)	(4.909.295)	(5.001.063)

26. Ganancias (Pérdidas) por Diferencias en Cambio, netas

Las diferencias en cambio (cargadas) abonadas al estado de resultados se incluyen en las siguientes cuentas:

	Por el periodo de tres meses terminado al 30 de Junio del		Por el periodo de seis meses terminado al 30 de Junio del	
	2019 (no auditado)	2018	2019 (no auditado)	2018
Diferencia en cambio positiva	1.282.328	603.422	4.589.542	1.473.009
Diferencia en cambio negativa	(868.783)	(1.190.960)	(3.629.540)	(1.898.636)
Diferencia en cambio por operaciones forward	-	(34.767)	-	(92.516)
	413.545	(622.305)	960.002	(518.143)

27. Ingresos y Costos Financieros

El desglose de los ingresos y costos financieros es el siguiente:

	Por el periodo de tres meses terminado al 30 de Junio del		Por el periodo de seis meses terminado al 30 de Junio del	
	2019 (no auditado)	2018	2019 (no auditado)	2018
Ingresos financieros				
Intereses de financiacion	7.779.086	7.471.704	15.263.316	14.205.251
Rendimientos	1.379.081	1.237.395	2.979.709	2.960.712
Diversos	622.652	753.160	1.812.906	1.096.115
Dividendos y participaciones recibidas	-	3.591.275	-	13.325.895
	<u>9.780.819</u>	<u>13.053.534</u>	<u>20.055.931</u>	<u>31.587.973</u>
Gastos financieros				
Intereses	7.460.523	9.564.101	16.490.281	19.850.938
Gravamen Movimiento Financiero	3.603.714	3.173.930	6.757.157	6.079.987
Comisiones y Gastos Bancarios	1.163.704	1.339.379	2.311.664	1.700.851
Diversos	101.935	71.876	147.839	241.662
	<u>12.329.876</u>	<u>14.149.286</u>	<u>25.706.941</u>	<u>27.873.438</u>
	<u>(2.549.057)</u>	<u>(1.095.752)</u>	<u>(5.651.010)</u>	<u>3.714.535</u>

28. Compromisos y Pasivos Contingentes

28.1. Compromisos

Contratos de suministro y transporte de gas

Gas Natural S.A., ESP a 30 de junio de 2019, la sociedad es titular de diversos contratos de suministro y transporte de gas en Firme negociados para uso propio, con base en los cuales dispone de derechos de compra de gas hasta el año 2025 por un valor de \$4.391.146 millones de pesos y de compra de transporte de gas hasta el año 2030 por un valor de \$3.789.520 millones. Los anteriores datos están calculados con base en los precios del gas natural y del transporte al 30 de junio de 2019.

Gas Natural del Oriente S.A., ESP a 30 de junio de 2019, la sociedad es titular de diversos contratos de suministro y transporte de gas en Firme negociados para uso propio, con base en los cuales dispone de derechos de compra de gas a través de un contrato de mandato con Gas Natural SA ESP hasta el año 2019, para el caso de suministro, el compromiso se valora en \$16.999 millones de pesos y de compra de transporte en \$17.260 millones, adicionalmente, cuenta con compromisos de contratación directa con TGI hasta el año 2020 por valor de \$546 millones de pesos. Los anteriores datos están calculados con base en los precios del gas natural y del transporte al 30 de junio de 2019.

Gas Natural Cundiboyacense S.A., ESP a 30 de junio de 2019, la sociedad es titular contratos de suministro y de transporte de gas en Firme negociados para uso propio. Respecto a los contratos de suministro, dos de ellos tienen vigencia hasta el año 2021 y 2022, otro es un contrato con una vigencia de un año. Con base en lo anterior esta Sociedad dispone de derechos de compra de gas hasta el 2022 por un valor de \$236.086 millones de pesos y de compra de transporte de gas hasta el año 2019 por un valor de \$9.815 millones. Los anteriores datos están calculados con base en los precios del gas natural y del transporte al 30 de junio de 2019.

Gas Natural del Cesar S.A., ESP a 30 de junio de 2019, la sociedad es titular de diversos contratos de suministro y transporte de gas en Firme negociados para uso propio, con base en los cuales dispone de derechos de compra de gas hasta el año 2019 por un valor de \$5.025 millones de pesos y de compra de transporte de gas hasta el año 2037 por un valor de \$42.169 millones. Los anteriores datos están calculados con base en los precios del gas natural y del transporte al 30 de junio de 2019.

28.2. Activos contingentes

En **Gas Natural S.A., ESP** a 30 de junio de 2019 se encuentran vigentes 31 procesos civiles y administrativos, calificados con probabilidad posible, en los cuales es parte demandante la Compañía.

En **Gas Natural del Oriente S.A., ESP** a 30 de junio de 2019 se encuentran vigentes 8 procesos civiles y administrativos, calificados con probabilidad posible, en los cuales es parte demandante la compañía.

En **Gas Natural Cundiboyacense S.A., ESP** a 30 de junio de 2019 se encuentran vigentes 8 procesos civiles y administrativos, calificados con probabilidad posible, en los cuales es parte demandante la compañía. Sin embargo existe un proceso de nulidad y restablecimiento del derecho, instaurado por la Compañía que aunque se cataloga como riesgo bajo, es de cuantía significativa, donde se demanda la nulidad del acto administrativo por medio del cual el Ministerio de Minas y Energía liquida de manera unilateral el contrato de concesión del Área del Altiplano Cundiboyacense, ordenando a Gas Natural Cundiboyacense realizar un pago al Ministerio de Minas y Energía por valor de \$12.540.347.206

pesos M/Cte., originado en la existencia de un desequilibrio económico del contrato por beneficios obtenidos por la empresa en materia de impuesto de timbre, deducción de activos improductivos, variación renta y sobretasa.

En **Gas Natural del Cesar S.A., ESP** a 30 de junio de 2019 se encuentra vigente 1 proceso de nulidad y restablecimiento del derecho en el cual es parte demandante la compañía.

En **Gas Natural Servicios S.A.S**, a 30 de junio de 2019 no se encuentra vigente ningún proceso, en los cuales sea parte la Compañía.

28.3. Pasivos contingentes

La Compañía tiene pasivos contingentes en relación con procesos judiciales y litigios.

Gas Natural S.A., ESP: A 30 de junio de 2019, se siguen en contra de Gas Natural S.A. ESP 18 procesos ordinarios laborales cuya calificación del riesgo está entre el 15% y 50% de probabilidad de ocurrencia. Esto se presenta en razón a que, en su mayoría, son procesos que (i) cursan trámite de primera instancia, lo que significa que no tienen decisión alguna hasta el momento; o (ii) han tenido alguna decisión en el curso del proceso, pero la anterior a la instancia que en la actualidad cursan fue favorable (absolutoria) para la sociedad demandada. Sólo se presenta un proceso con decisión condenatoria en última instancia ante la Corte Suprema de Justicia y que actualmente cuenta con la respectiva provisión contable.

En este proceso actualmente se está liquidando el valor total de la condena.

En cuanto a los procesos constitucionales, civiles y administrativos, existen 12 procesos, todos con probabilidad de ocurrencia baja.

No podemos anticipar que surja algún pasivo significativo de los pasivos contingentes en adición de los ya provisionados.

Gas Natural del Oriente S.A., ESP: A 30 de junio de 2019, se adelanta en contra de Gas Natural del Oriente SA ESP, dos procesos ordinarios laborales cuya calificación del riesgo es inferior al 50% de probabilidad de ocurrencia.

En cuanto a los procesos constitucionales, civiles y administrativos, existen 5 procesos de los cuales 3 se encuentra en riesgo de ocurrencia bajo; lo restantes dos (2), se encuentran en riesgo alto así: Una acción popular interpuesta por 600 familias del municipio de Girón la cuales solicitan el servicio y el mismo fue negado, la sentencia puede ordenar prestar el servicio; sin embargo, actualmente nuestras redes ya se extendieron hasta la zona y se está solicitando la documentación a la comunidad, lo cual finalmente generará un ingreso para la sociedad por la conexión de nuevos usuarios. El otro proceso es un ejecutivo, donde existe sentencia en contra de la empresa por \$116.844.000 pesos M/Cte., más intereses moratorios, respecto del cual la empresa ya prestó las correspondientes cauciones judiciales garantizando el pago. Ninguno de esos procesos es de cuantía relevante.

No podemos anticipar que surja algún pasivo significativo de los pasivos contingentes en adición de los ya provisionados.

Gas Natural Cundiboyacense S.A., ESP: A 30 de junio de 2019, se siguen en contra de Gas Natural Cundiboyacense S.A. ESP, 2 procesos ordinarios laborales cuya calificación del riesgo está entre el 15% y 50% de probabilidad de ocurrencia. Esto se presenta en razón a que son procesos que (i) cursan trámite de primera instancia, lo que significa que no tienen decisión alguna hasta el momento; o (ii) han tenido alguna decisión en el curso del proceso, pero la anterior a la instancia que en la actualidad cursan fue favorable (absolutoria) para la sociedad demandada. Sólo se presenta un proceso con decisión condenatoria en última instancia ante el Tribunal Superior del Distrito Judicial de Santa Rosa de Viterbo que cuenta actualmente con la respectiva provisión contable y en el que actualmente se está decidiendo si es posible el pago total de la condena y, de ser el caso, liquidando el valor total de la condena.

En cuanto a los procesos constitucionales, civiles y administrativos, existen 3 procesos de los cuales ninguno se encuentra en riesgo alto.

No podemos anticipar que surja algún pasivo significativo de los pasivos contingentes en adición de los ya provisionados.

Gas Natural del Cesar S.A., ESP: A 30 de junio de 2019, se sigue en contra de Gas Natural del Cesar SA ESP un proceso ordinario laboral cuya calificación del riesgo está entre el 15% y 50% de probabilidad de ocurrencia. Esto se presenta en razón a que es un proceso que cursa trámite de primera instancia, lo que significa que no tiene decisión alguna hasta el momento.

Adicionalmente, la compañía no tiene procesos civiles o administrativos como parte demandada.

Gas Natural Servicios S.A.S: A 30 de junio de 2019 la Compañía no tiene pasivos contingentes en relación con procesos constitucionales, civiles y administrativos. Sin embargo, existe una investigación administrativa adelantada por la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC), catalogada como de alto riesgo, por vulneración de las reglas sobre información mínima de productos y publicidad consignadas en el artículo 23 de la ley 1480 de 2011. Dicha investigación eventualmente puede culminar con una multa contra Gas Natural Servicios SAS, la cual según las normas vigentes tiene un límite de hasta 2000 SMLMV.

29. Eventos posteriores al cierre

Con posteridad al 30 de junio de 2019 y hasta la fecha de emisión de estos estados financieros intermedios condensados consolidados, no se tiene conocimiento de eventos subsecuentes que afecten en forma significativa los saldos o interpretaciones de los mismos.