

ESTADOS FINANCIEROS COMBINADOS DE
PROPOSITO ESPECIAL

Grupo Empresarial Enel Colombia

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2018 y
2017 y por el periodo de doce meses terminados el 31 de
diciembre de 2018 y 2017 con Informe del Revisor Fiscal

Grupo Empresarial Enel Colombia
Estados de Situación Financiera - Combinados
(En miles de pesos)

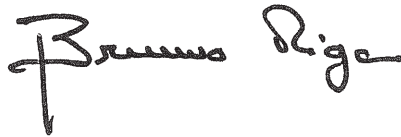
	Nota	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Activos			
Activos corrientes:			
Efectivo y equivalentes de efectivo	4	\$ 1.307.229.653	\$ 1.112.612.732
Otros activos financieros	5	87.559.280	84.439.028
Otros activos no financieros	6	35.358.119	28.012.061
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	760.557.065	792.791.085
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	8	5.380.158	3.849.591
Inventarios, neto	9	185.490.998	144.556.562
Activos mantenidos para la venta	10	18.917.654	-
Activos por impuestos de renta		412.385	38.322
Total activos corrientes		2.400.905.312	2.166.299.381
Activos no corrientes:			
Otros activos financieros	5	1.942.480	3.294.192
Otros activos no financieros	6	23.350.874	21.448.556
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	70.081.679	110.753.003
Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	11	318.192.416	233.030.559
Propiedades, planta y equipo, neto	12	13.376.603.631	12.681.625.103
Activos por impuestos diferidos	13	9.790.424	6.498
Total activos no corrientes		13.799.961.504	13.050.157.911
Total activos		\$ 16.200.866.816	\$ 15.216.457.292
Pasivos y patrimonio			
Pasivos corrientes:			
Otros pasivos financieros	14	1.269.035.536	797.853.073
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	15	1.614.432.717	1.252.318.321
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8	525.359.724	268.713.830
Provisiones	16	117.494.561	100.835.548
Impuestos por pagar	18	240.019.370	252.712.399
Provisiones por beneficios a los empleados	17	94.792.302	103.140.617
Pasivos mantenidos para la venta	10	12.453.350	-
Otros pasivos no financieros	19	50.080.249	90.226.600
Total pasivos corrientes		3.923.667.809	2.865.800.388
Pasivos no corrientes:			
Otros pasivos financieros	14	4.639.247.657	5.225.501.718
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8	-	8.384.372
Provisiones	16	131.946.124	193.752.405
Pasivos por impuestos diferidos	13	105.940.841	53.764.816
Provisiones por beneficios a los empleados	17	362.595.684	338.180.713
Otros pasivos no financieros	19	19.135.216	33.081.908
Total pasivos no corrientes		5.258.865.522	5.852.665.932
Total pasivos		\$ 9.182.533.331	\$ 8.718.466.320

Grupo Empresarial Enel Colombia
Estados de Situación Financiera – Combinados (Continuación)
(En miles de pesos)

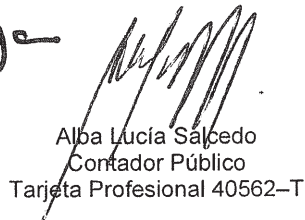
	Nota	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Patrimonio			
Capital emitido	20	\$ 325.020.853	\$ 324.703.440
Aporte Social		1.000	1.000
Primas de emisión		207.042.650	184.687.653
Otras reservas	20	387.386.998	390.307.636
Otro resultado integral		(42.917.845)	(33.654.490)
Utilidad del período		775.344.327	711.258.442
Superávit (Déficit) del período		(110.890)	(261.550)
Utilidad del período		775.455.217	711.519.992
Utilidad del período de las sociedades absorbidas		-	-
Utilidades retenidas		315.937.590	115.659.516
Perdidas retenidas		(18.288.285)	(18.288.239)
Utilidades retenidas por efecto de transición a NCIF		19.701.820	19.701.820
Utilidad retenida por efecto de conversión a NCIF		1.561.456.638	1.578.664.193
Efecto patrimonial combinación de negocios		(127.446.794)	(127.446.794)
Efecto conversión tasa de cambio		-	-
Superávit acumulado entidades sin ánimo de lucro		189.345	450.895
Ganancias acumuladas		2.526.894.641	2.279.999.833
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		3.403.428.297	3.146.045.072
Participaciones no controladoras		3.614.905.188	3.351.945.900
Patrimonio total		7.018.333.485	6.497.990.972
Total pasivos y patrimonio		\$ 16.200.866.816	\$ 15.216.457.292

Las notas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad.



Bruno Riga
Representante Legal



Alba Lucía Salcedo
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T



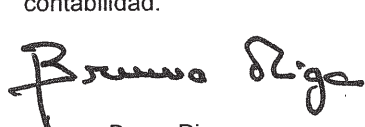
Ángela María Guerrero Olmos
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 104291-T
Designada por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530
(Véase mi informe del 20 de febrero de 2019)

Grupo Empresarial Enel Colombia
Estados de Resultados, por Naturaleza - Combinados
(En miles de pesos)

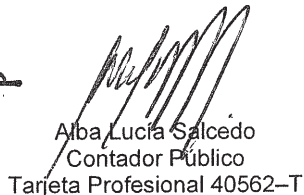
	Nota	Año terminado el 31 de diciembre de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Ingresos de actividades ordinarias	21	\$ 7.813.273.687	\$ 6.995.511.678
Otros ingresos de explotación	21	71.675.456	45.034.602
Total de ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por explotación		7.884.949.143	7.040.546.280
Aprovisionamientos y servicios	22	(3.568.509.831)	(2.807.550.929)
Margen de contribución		\$ 4.316.439.312	\$ 4.232.995.351
Trabajos para el inmovilizado		87.311.541	57.251.253
Gastos de personal	23	(301.397.406)	(266.917.077)
Otros gastos fijos de explotación	24	(463.423.475)	(438.739.023)
Egresos por ejecución de proyectos		(1.957.537)	(1.788.197)
Resultado bruto de explotación		3.636.972.435	3.582.802.307
Depreciaciones y amortizaciones	25	(571.489.446)	(524.368.097)
Pérdidas por deterioro	25	(43.351.599)	(8.745.571)
Resultado de explotación		3.022.131.390	3.049.688.639
Ingresos financieros		71.233.859	57.347.294
Gastos financieros		(543.766.222)	(593.313.191)
Gasto financiero capitalizado		13.035.248	14.550.704
Diferencias en cambio		(19.874.269)	(1.925.075)
Resultado financiero	26	(479.371.384)	(523.340.268)
Resultados de otras inversiones	27	317	(17.549)
Resultados en venta y disposición de activos	28	(19.177.089)	(41.438.996)
Resultados antes de impuestos		2.523.583.234	2.484.891.826
Gasto por impuestos a las ganancias	29	(907.925.668)	(994.310.555)
Utilidad del período		1.615.657.566	1.490.581.271
Participación Controladora		775.344.327	711.258.442
Participaciones no controladoras		840.313.239	779.322.829
Utilidad del período		\$ 1.615.657.566	\$ 1.490.581.271

Las notas son parte integral de los estados financieros.

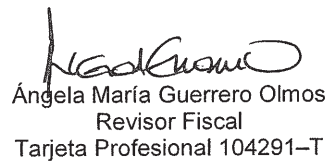
Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad.



Bruno Riga
Representante Legal



Alba Lucía Salcedo
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T



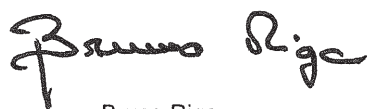
Ángela María Guerrero Olmos
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 104291-T
Designada por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530
(Véase mi informe del 20 de febrero de 2019)

Grupo Empresarial Enel Colombia
Estados de Resultados Integrales - Combinados
(En miles de pesos)

	Nota	Año terminado el 31 de diciembre de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período	30		
Pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (1)		\$ (25.963.745)	\$ 6.626.371
Pérdidas en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI		(5.756.022)	129.960
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo		944.340	4.499.235
Otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período, neto de impuestos		(30.775.427)	11.255.566
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del ejercicio, antes de impuestos			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo		3.734.735	(5.273.103)
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del ejercicio, antes de impuestos	30	3.734.735	(5.273.103)
Impuestos a las ganancias y diferido relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período			
Efecto impositivo por pérdidas en nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (1)		8.400.118	(3.200.042)
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		8.400.118	(3.200.042)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período			
Efecto de impuestos por coberturas de flujo de efectivo		(925.885)	218.859
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral se reclasificará al resultado del período		(925.885)	218.859
Total otro resultado integral	30	\$ (19.566.459)	\$ 3.001.280

Las notas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad.



Bruno Riga
Representante Legal



Alba Lucía Salcedo
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T



Ángela María Guerrero Olmos
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 104291-T

Designada por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530
(Véase mi informe del 20 de febrero de 2019)

Grupo Empresarial Enel Colombia
Estados de Cambios en el Patrimonio – Combinados
(En miles de pesos)

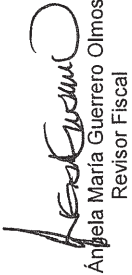
	Reservas					Total Reservas	Otro Resultado Integral	Ganancias y pérdidas por nuevas mediciones de instrumentos financieros	Ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Ganancias acumuladas	Superavit Acumulado	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
	Capital emitido	Aporte Social	Prima de emisión	Reserva legal	Reserva Estatutaria									
Patrimonio Inicial al 01-01-2017	\$ 324,354,356	\$ 1,000	\$ 150,128,337	\$ 171,609,396	\$ 86,359	\$ 168,148,814	\$ 339,844,569	\$ 3,884	\$ (38,770,711)	2,128,493,768	\$ 450,938	\$ 2,905,855,547	\$ 3,117,371,139	\$ 6,023,226,686
Cambios en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otro resultado integral (Nota 31)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos por otras aportaciones de los accionistas	349,084	-	34,559,316	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diferencia en conversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	50,463,067	50,463,067	-	-	-	-	-	-	-
Total incremento (disminución) en el patrimonio	349,084	-	34,559,316	-	-	50,463,067	50,463,067	-	-	-	-	-	-	-
Patrimonio Final al 31-12-2017	324,703,440	1,000	184,687,653	171,609,396	86,359	218,611,881	390,307,636	(3,574)	(38,870,024)	2,279,810,488	185,345	3,146,045,072	3,351,945,900	6,497,990,572
Cambios en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otro resultado integral (Nota 31)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos por otras aportaciones de los accionistas	317,413	-	22,354,997	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	(2,920,638)	(2,920,638)	-	-	-	-	-	-	-
Total incremento (disminución) en el patrimonio	317,413	-	22,354,997	-	-	(2,920,638)	(2,920,638)	-	-	-	-	-	-	-
Patrimonio Final al 31-12-2018	\$ 325,020,853	\$ 1,000	\$ 207,042,650	\$ 171,609,396	\$ 86,359	\$ 215,691,243	\$ 387,386,998	\$ (7,812)	\$ (47,490,388)	\$ 2,526,816,186	\$ 78,455	\$ 3,403,428,287	\$ 3,614,905,188	\$ 7,018,333,485

Las notas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de Contabilidad


Bruno Riga
Representante Legal


Alba Lucía Salcedo
Contador Público
Tarijeta Profesional 40562-T



Anjela María Guerrero Olmos
Revisor Fiscal
Tarijeta Profesional 104291-T
Designada por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530
(Véase mi informe del 20 de febrero de 2019)


Grupo Empresarial Enel Colombia Combinados
Estados de Flujos de Efectivo, Método Directo - Combinados
(En miles de pesos)

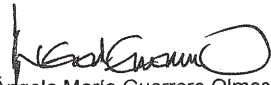
	Año terminado el 31 de diciembre de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación:		
Clases de cobros por actividades de operación:		
<i>Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios</i>	\$ 7.922.145.018	\$ 7.002.689.786
<i>Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias</i>	141.104.706	131.702.118
<i>Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas</i>	22.645.686	-
<i>Otros cobros por actividades de operación</i>	1.963.191.591	1.841.605.935
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación:		
<i>Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios</i>	(4.099.870.387)	(3.231.848.166)
<i>Pagos a y por cuenta de los empleados</i>	(255.581.449)	(255.041.291)
<i>Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas</i>	(26.386.509)	(24.060.089)
<i>Otros pagos por actividades de operación</i>	(1.661.741.915)	(1.873.299.007)
Impuestos a las ganancias pagados	(852.651.550)	(816.792.359)
Otras entradas (salidas) de efectivo	(101.002.050)	(126.173.957)
Flujos de efectivo netos procedentes de actividades de operación	3.051.853.141	2.648.782.970
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión:		
Flujos de efectivo procedente de la sociedades absorbidas en la combinación de negocios	-	53.577
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	527.000.000	91.000.000
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	(529.400.000)	(158.000.000)
Compras de propiedad, planta y equipo	(1.332.922.087)	(1.066.884.122)
Compras de activos intangibles	(7.420.636)	-
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	(8.444.227)	(917.471)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	15.711.506	-
Anticipos de efectivo y préstamos concedidos a terceros	-	4.965
Dividendos recibidos	10.442.214	-
Intereses recibidos	19.198.373	33.448.611
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión	(1.305.834.857)	(1.101.294.440)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación:		
Importes procedentes de emisión de bonos	555.000.000	630.000.000
Importes procedentes de préstamos de corto plazo	-	200.000.000
Préstamos de entidades relacionadas	191.544.010	8.384.600
Dividendos pagados	(1.024.475.297)	(1.147.620.016)
Intereses pagados	(463.752.421)	(495.673.889)
Pagos de préstamos Bancarios	(346.099.913)	(332.895.006)
Pagos de préstamos Bonos	(479.860.000)	(561.500.000)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros	(5.726.631)	(5.482.764)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	-	-
Pagos por otras participaciones en el patrimonio	22.672.409	29.100.000
Otras entradas (salidas) de efectivo	(941.808)	(883.316)
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación	(1.551.639.651)	(1.676.570.391)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	194.378.633	(129.081.861)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	238.288	-
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	1.112.612.732	1.241.694.593
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	\$ 1.307.229.653	\$ 1.112.612.732

Las notas son parte integral de los estados financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de Contabilidad.


Bruno Riga
Representante Legal


Alba Lucía Salcedo
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T


Ángela María Guerrero Olmos
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 104291-T
Designada por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530
(Véase mi informe del 20 de febrero de 2019)

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros - Combinados
(En miles de pesos)

Índice

1.	Información General.....	10
2.	Bases de Presentación	17
3.	Políticas Contables.....	26
4.	Efectivo y Equivalentes de Efectivo.....	68
5.	Otros Activos Financieros	69
6.	Otros Activos no Financieros	69
7.	Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto.....	70
8.	Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas.....	77
9.	Inventarios, neto	83
10.	Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta.....	84
11.	Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía, neto	85
12.	Propiedades, Planta y Equipo, neto	86
13.	Impuestos Diferidos, neto	91
14.	Otros Pasivos Financieros	92
15.	Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Pagar.....	97
16.	Provisiones	98
17.	Provisiones por beneficios a los empleados.....	107
18.	Impuestos por Pagar.....	111
19.	Otros pasivos no financieros.....	112
20.	Patrimonio.....	112
21.	Ingresos de Actividades Ordinarias.....	119
22.	Aprovisionamientos y Servicios	123
23.	Gastos de Personal	125

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a los Estados Financieros - Combinados

(En miles de pesos)

24	Otros Gastos Fijos de Explotación.....	125
25	Gastos por Depreciación, Amortización y Pérdidas por Deterioro.....	126
26	Resultado Financiero, neto	126
27	Resultados de Otras Inversiones.....	128
28	Resultado en Venta y Disposición de Activos.....	128
29	Gasto por Impuesto a las Ganancias	128
30	Otro Resultado Integral	129
31	Sanciones	130
32	Otros Seguros	133
33	Compromisos y Contingencias	133
34.	Mercado de Derivados Energéticos.....	134
35.	Gestión de Riesgos.....	135
36	Información sobre Valores Razonables.....	139
37	Eventos subsecuentes.....	141
38	Contrato de Concesión	142

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

1. Información General

1.1 Ente económico

El Grupo Empresarial fue declarado mediante documento del 14 de julio de 2000 bajo la matriz Endesa España SA y registrado en Cámara de Comercio bajo los números 01163554 para el caso de Emgesa S.A. E.S.P. y bajo el número 00739622 para el caso de Codensa S.A. ESP; mediante documento del 19 de julio de 2007 se modificó la situación de Grupo Empresarial bajo la matriz Enel SPA declarado y registrado ante la Cámara de Comercio en la misma fecha bajo los números 01171326 para el caso de Emgesa S.A. E.S.P. y 001171351 para el caso de Codensa S.A. E.S.P.

En el caso de Codensa S.A. ESP, la sociedad se constituye, con aportes de los activos de distribución y comercialización del Grupo de Energía de Bogotá S.A. ESP (antes Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP) con el 51,32% de las acciones (ordinarias y preferenciales) y los aportes en efectivo de los demás inversionistas, con el 48,68% de las acciones ordinarias; y en el caso de Emgesa S.A. E.S.P., mediante el aporte de activos de generación del Grupo de Energía de Bogotá S.A. ESP (antes Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP) con el 51.51% de las acciones (ordinarias y preferenciales) y los aportes en efectivo de los demás inversionistas con el 48.49% de las acciones ordinarias.

La situación de Grupo Empresarial (en adelante el “Grupo”) inscrita en el registro mercantil de la Cámara de Comercio de Bogotá, fue actualizada mediante registros No. 02352301 y 02352303 del libro IX del 26 de junio de 2018, sin producirse ninguna modificación respecto la casa matriz. La situación de Grupo Empresarial es ejercida por la sociedad Enel SpA (matriz y que en adelante se denominará “Enel”) indirectamente sobre las sociedades Emgesa S.A. E.S.P. y Codensa S.A. E.S.P. a través de la sociedad Enel Américas S.A.¹; indirectamente sobre la Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. ESP a través de Emgesa S.A. E.S.P.; indirectamente sobre las sociedades Inversora Codensa S.A.S. y Enel X S.A.S. a través de Codensa S.A. ESP; indirectamente sobre las sociedades Enel Green Power Colombia S.A.S E.S.P. y El Paso Solar S.A.S E.S.P. a través de Enel Green Power SpA. Adicionalmente, se ejerce control indirectamente sobre la Fundación Enel a través de Emgesa S.A. E.S.P. y Codensa S.A. E.S.P.

El Grupo empresarial del cual hacen parte Emgesa S.A. E.S.P. y Codensa S.A. E.S.P. tiene su domicilio y oficinas principales en la carrera 13A No. 93-66 y en la carrera 11 No. 82-76 Bogotá D.C

El objeto social de las compañías que hacen parte del grupo empresarial es:

Codensa S.A. E.S.P. (en adelante “Codensa”) es la distribución y comercialización de energía eléctrica, así como la ejecución de todas las actividades afines, conexas, complementarias y relacionadas a la distribución y comercialización de energía, la realización de obras, diseños y consultoría en ingeniería eléctrica y la comercialización de productos en beneficio de sus clientes. Codensa podrá además ejecutar otras actividades relacionadas con la prestación de los servicios públicos en general, gestionar y operar otras empresas de servicios públicos, celebrar y ejecutar contratos especiales de gestión con otras empresas de servicios públicos y vender o prestar bienes o servicios a otros agentes económicos dentro y fuera del país, relacionados con los servicios públicos.

Adicionalmente, en el ejercicio de su objeto social, entre otros, la Compañía ofrece servicios de financiamiento de bienes y servicios a los clientes, incluyendo la línea de “Crédito Fácil Codensa”, suscripciones y seguros, parte de los cuales fueron transferidos al Banco Colpatria Red Multibanca Colpatria S.A. a partir del 27 de noviembre de 2009.

¹ Enel Américas S.A., es una entidad chilena controlada en su porción mayoritaria por ENEL S.p.A

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

Emgesa S.A. E.S.P. (en adelante “Emgesa”) tiene por objeto principal la generación y la comercialización de energía eléctrica en los términos de la Ley 143 de 1994 y las normas que la reglamenten, adicionen, modifiquen o deroguen, y todo tipo de actividades relacionadas de forma directa, indirecta, complementaria o auxiliar con el negocio de comercialización de gas combustible, adelantando las acciones necesarias para preservar el medio ambiente y las buenas relaciones con la comunidad en la zona de influencia de sus proyectos; y realizar obras, diseños y consultoría en ingeniería eléctrica y comercializar productos en beneficio de sus clientes. Así mismo, la sociedad podrá en desarrollo de su objeto social, ejecutar todas las actividades relacionadas con la exploración, desarrollo, investigación, explotación, comercialización, almacenamiento, mercadeo, transporte y distribución de minerales y material pétreo, así como el manejo administrativo, operacional y técnico relacionado con la producción de minerales y la exploración y explotación de yacimientos en la República de Colombia, incluyendo la compra, venta, alquiler, distribución, importación y exportación de materias primas, elementos, maquinaria y equipos para el sector minero. De igual manera, la sociedad podrá promover y fundar establecimientos o agencias en Colombia y en el exterior; adquirir a cualquier título toda clase de bienes muebles o inmuebles, arrendarlos, enajenarlos, gravarlos y darlos en garantía; explotar marcas, nombres comerciales, patentes, invenciones o cualquier otro bien incorporeal; participar en licitaciones públicas y privadas; celebrar y ejecutar toda clase de contratos y de actos, bien sea civiles, laborales, comerciales o financieros o de cualquier naturaleza que sean necesarios, convenientes o apropiados para el logro de sus fines; dar a, o recibir de, sus accionistas, matrices, subsidiarias, y terceros dinero en mutuo; girar, aceptar, endosar, cobrar y pagar toda clase de títulos valores, instrumentos negociables, acciones, títulos ejecutivos y demás; celebrar contratos de sociedad o adquirir acciones en sociedades y participar como socia en otras empresas de servicios públicos; escindirse y fusionarse con otras sociedades que tengan un objeto social afín; asumir cualquier forma asociativa o de colaboración empresarial con personas naturales y jurídicas, nacionales y extranjeras, para adelantar actividades relacionadas, conexas y complementarias con su objeto social.

Cambio del objeto social del Grupo - el 18 de diciembre de 2017 se realizó una sesión extraordinaria de la Asamblea General de Accionistas de Emgesa S.A. E.S.P. en la cual se aprobó la apertura de nuevas líneas de negocio y como consecuencia de lo anterior, la ampliación del objeto social de Emgesa S.A. E.S.P. y del Grupo en el sentido de incluir dentro del mismo (i) la importación de combustibles líquidos derivados del petróleo para la generación de energía, así como la importación de gas natural para la generación de energía y/o su comercialización y (ii) la participación en mercados de derivados financieros de commodities energéticos. La protocolización y posterior registro de esta modificación a los Estatutos Sociales respecto al objeto social del Grupo, estaba condicionada a la aprobación de este cambio por la Asamblea de Tenedores de Bonos, la cual impartió su aprobación el pasado 3 de mayo de 2018. Mediante escritura pública No. 1555 del 17 de mayo del 2018 de la Notaría No. 11 del Círculo de Bogotá se protocolizó la reforma estatutaria que da cuenta de lo anterior y fue registrada en el registro público de la Cámara de Comercio el 25 de mayo de 2018.

Comercialización de Gas El nuevo año regulatorio de gas inició el 1 de diciembre de 2018, para este nuevo inicio, el Grupo sigue siendo un actor relevante en el mercado de comercialización de gas natural en Colombia, se iniciaron siete nuevos contratos con clientes industriales, ingresando cuatro clientes nuevos y consolidando relaciones con tres. Las ventas realizadas a diciembre de 2018 fueron de 79.5 Mm³ con un margen variable de \$4.219.526 lo que significó un aporte del 0.18% del margen variable del Grupo, mientras que en el 2017 las ventas fueron de 72.9 Mm³ y margen variable por \$3.420.220.

Durante el 2018, se ha mantenido activa en el proceso de venta en el mercado secundario, a través de negociaciones de suministro y transporte intradiarias que han aportado un importante margen al Grupo.

Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. tiene por objeto principal la inversión, construcción y mantenimiento de muelles y puertos públicos y privados, la administración de puertos, la prestación de servicios de cargue y descargue, de almacenamiento en puertos y demás servicios directamente

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a los Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

relacionados con la actividad portuaria, desarrollo y explotación de muelles y puertos multipropósito, conforme a la ley. Además, prestar servicios portuarios, ya sea como operador portuario y permitir la prestación de servicios por parte de otros operadores portuarios; en desarrollo de su objeto social principal podrá asociarse con otras sociedades portuarias o titulares de autorizaciones especiales a las que se refiere el Artículo 4 de la Ley 01 de 1991, en forma transitoria o permanente, con el propósito de facilitar la utilización de las zonas marinas de uso común adyacentes al puerto mediante la realización de obras tales como: dragado, relleno y obras de ingeniería oceánica, entre otros, prestar los servicios de beneficio común que resulten necesarios, así como realizar otras actividades complementarias.

En sesión No.14 de la Asamblea de Accionistas llevada a cabo el 1 de octubre de 2018, la Asamblea aprobó: 1. Aumentar el capital autorizado, suscrito y pagado de la Sociedad el cual asciende a la suma de \$89.715 y 2. En virtud de la capitalización, aumentar el número de acciones que pasa de 58.000 a 897.146 acciones. En esa misma fecha se realizó el respectivo aumento de capital.

El 30 de julio de 2010, la Sociedad firmó el contrato de concesión No. 006 de 2010, con el Instituto Nacional de Concesiones – INCO hoy Agencia Nacional de Infraestructura – ANI, modificado mediante otrosí No.001 suscrito el 22 de diciembre de 2014.

Enel Green Power Colombia S.A.S E.S.P tiene por objeto principal la generación y la comercialización de energía eléctrica (las actividades de los literales en los términos de las Leyes 143 y 142 y las normas que las modifiquen o reemplacen). En desarrollo de su objeto social principal la sociedad podrá (i) Adquirir, construir, operar, mantener y explotar comercialmente plantas de generación eléctrica; (ii) Participar en licitaciones públicas o privadas para la construcción, operación o mantenimiento de plantas de generación eléctrica, (iii) comprar o vender electricidad en bloque, en los términos permitidos en la legislación y regulación aplicable; (iv) Realizar obras, diseños o consultoría en ingeniería eléctrica; (v) comercializar productos relacionados con su objeto social principal. La sociedad también podrá ejecutar todos los negocios convenientes o útiles para el cumplimiento de su objeto social principal; en consecuencia, siempre que se haga con el propósito de desarrollar su objeto social y que esté permitido por la ley, la sociedad podrá: a) adquirir, enajenar, gravar, administrar, recibir o dar en arrendamiento o a cualquier otro título toda clase de bienes muebles o inmuebles, corporales o incorporales; b) intervenir, como acreedora o deudora, en operaciones de crédito, dando o recibiendo las garantías del caso, cuando haya lugar a ellas; c) girar, aceptar, endosar, asegurar, cobrar y negociar en general, títulos valores y cualquier otra clase de créditos; d) en la medida que lo permita la ley, formar parte de otras sociedades que se propongan actividades semejantes, complementarias o accesorias de la empresa social, o que sean de conveniencia general para los asociados, o absorber tales empresas; e) celebrar contratos de cuentas en participación, sea como partícipe activa o partícipe inactiva; f) en la medida en que lo permita la ley, transformarse en otro tipo legal de sociedad o fusionarse con otra y otras sociedades; g) transigir, desistir y apelar a decisiones de árbitros o de amigables componedores en las cuestiones en que tenga interés frente a terceros, a los asociados mismos, o a sus administradores y trabajadores; h) realizar operaciones de tesorería, incluyendo las inversiones temporales en títulos de renta fija o variable; i) adoptar los reglamentos que contengan los términos y condiciones bajo las cuales prestará sus servicios, los cuales obligarán a quienes utilicen el respectivo servicio. j) celebrar, ejecutar todo tipo de actos o contratos, típicos o atípicos, incluyendo contratos de licencia, contratos de arriendo financiero, contratos de asistencia técnica o de servicios técnicos, y en general, todos los actos o contratos preparatorios, complementarios o accesorios de todos los anteriores, los que se relacionan con la existencia y el funcionamiento de la sociedad y de las demás, que sean conducentes al buen logro de los fines sociales; k) adicionalmente la sociedad podrá por sí, o por intermedio de terceros, o asociada a terceros, cualquier actividad comercial o civil lícita. La sociedad no podrá garantizar obligaciones de terceros.

El Paso Solar S.A.S. ESP tiene por objeto principal cualquier actividad comercial lícita y la generación y comercialización de energía eléctrica (las actividades de los literales en los términos de las leyes 143 y

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

142 de 1994 y las normas que las modifiquen o reemplacen). En desarrollo de su objeto social principal la Sociedad podrá (i) adquirir, construir, operar, mantener y explotar comercialmente plantas de generación eléctrica; (ii) participar en licitaciones públicas o privadas para la construcción, operación o mantenimiento de plantas de generación eléctrica; (iii) comprar y vender electricidad en bloque, en los términos permitidos en la legislación y regulación aplicable; (iv) realizar, obras, diseños o consultoría en ingeniería eléctrica; y (v) comercializar productos relacionados con su objeto social principal. La Sociedad también podrá ejecutar todos los negocios convenientes o útiles para el cumplimiento de su objeto social principal; en consecuencia, siempre que se haga con el propósito de desarrollar su objeto social y que esté permitido por la ley, la Sociedad podrá: a) Adquirir, enajenar, gravar, administrar, recibir o dar en arrendamiento o a cualquier otro título toda clase de bienes muebles o inmuebles, corporales o incorporales; b) Intervenir, como acreedora o como deudora, en operaciones de crédito, dando o recibiendo las garantías del caso, cuando haya lugar a ellas; c) Girar, aceptar, endosar, asegurar, cobrar y negociar en general, títulos valores y cualquier otra clase de créditos; d) En la medida que lo permita la ley, formar parte de otras sociedades que se propongan actividades semejantes, complementarias o accesorias de la empresa social, o que sean de conveniencia general para los asociados, o absorber tales empresas; e) Celebrar contratos de cuentas en participación, sea como partícipe activa o como partícipe inactiva; f) En la medida que lo permita la ley, transformarse en otro tipo legal de Sociedad o fusionarse con otra y otras sociedades; g) Transigir, desistir y apelar a decisiones de árbitros o de amigables componedores en las cuestiones en que tenga interés frente a terceros, a los asociados mismos, o a sus administradores y trabajadores; h) Realizar operaciones de tesorería, incluyendo las inversiones temporales en títulos de renta fija o variable; i) Adoptar los reglamentos que contengan los términos y condiciones bajo los cuales prestará sus servicios, los cuales obligarán a quienes utilicen el respectivo servicio. j) Celebrar y ejecutar todo tipo de actos o contratos, típicos o atípicos, incluyendo contratos de licencia, contratos de arriendo financiero, contratos de asistencia técnica o de servicios técnicos, y en general, todos los actos y contratos preparatorios, complementarios o accesorios de todos los anteriores, los que se relacionan con la existencia y el funcionamiento de la Sociedad y las demás, que sean conducentes al buen logro de los fines sociales. k) Adicionalmente la Sociedad podrá por sí, o por intermedio de terceros, o asociada a terceros, cualquier actividad comercial o civil lícita. La Sociedad no podrá garantizar obligaciones de terceros.

El Paso Solar S.A.S. ESP fue constituido para llevar a cabo la construcción y operación de una central de energía fotovoltaica en el municipio de El Paso, departamento del Cesar. Esta central ocupa una extensión de 270 hectáreas, la licencia ambiental fue aprobada en marzo de 2017, la capacidad instalada es de 86,2 MW. El proyecto se conectará a la red (Sistema de Transmisión Regional -STR) a través de una nueva línea T de 6,5km @ 110kV a la subestación existente llamada "El Paso", propiedad y operada por Electricaribe, este contrato de conexión fue firmado en abril de 2017. Se publicó una Resolución que reconoce la ENFICC para plantas solares en febrero de 2017. Las plantas de más de 20 MW tienen que pagar el CERE y recibirán el Cargo por Confiabilidad a través de una licitación o administración (El Paso PV ENFICC es aproximadamente el 69%). EGP Colombia, venderá a Emgesa S.A. E.S.P. el 100% de la energía proveniente de El Paso mediante la formalización de los contratos. El proveedor principal encargado de las obras, infraestructura y líneas de transmisión es PRODIEL, empresa tecnológica internacional especializada en energías renovables y gestión ambiental.

Este proyecto es considerado el primer gran proyecto de energía fotovoltaica en el país y la finalización de las obras y entrada en operación de la central está estimada para el año 2019.

El Paso Solar S.A.S. ESP tiene un contrato de asistencia técnica e integral con Enel Green Power Colombia S.A.S ESP, para la supervisión general y en sitio del proyecto, así como la coordinación en seguridad, salud, medio ambiente y calidad con personal propio o subcontratado; el cual es responsabilidad total de Enel Green Power Colombia S.A.S ESP. Este servicio será facturado mensualmente. Así mismo este contrato compromete a La Compañía a reembolsar todos los gastos en que incurra Enel Green Power

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a los Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

Colombia S.A.S ESP en el desarrollo del servicio de asistencia técnica y que estén en pro del desarrollo del proyecto.

Actualmente la planta de energía El Paso Solar se encuentra en periodo de pruebas en la cual se entrega energía a la red la cual es remunerada por el sistema. Los ingresos percibidos por esta energía son reconocidos como menor valor de la inversión durante esta etapa.

Inversora Codensa S.A.S. tiene por objeto social la inversión en actividades de servicios públicos domiciliarios de energía, especialmente la adquisición de acciones de cualquier empresa de servicios públicos cuyo objeto principal sea el servicio público domiciliario de energía eléctrica de acuerdo con la definición establecida en la Ley 142 de 1994, o en cualquier otra empresa que invierta a su vez en empresas de servicios públicos cuyo objeto principal sea el servicio público domiciliario de energía eléctrica. Igualmente, la sociedad podrá: (i) comercializar y promocionar toda clase de productos y servicios e (ii) invertir en sociedades portuarias. En desarrollo del objeto antes enunciado, la sociedad podrá: 1. Adquirir a cualquier título toda clase de bienes muebles o inmuebles, arrendarlos, enajenarlos, gravarlos y darlos en garantía; 2. Asumir cualquier forma asociativa o de colaboración empresarial con personas naturales o jurídicas para adelantar actividades relacionadas, conexas y complementarias con su objeto social; 3. Explotar marcas, nombres comerciales, patentes e invenciones o cualquier otro bien incorporal siempre que sean afines al objeto principal; 4. Girar, aceptar, endosar, cobrar y pagar toda clase de títulos valores, instrumentos negociables, acciones, títulos ejecutivos y demás; 5. Participar en licitaciones públicas o privadas; tomar dinero en mutuo con o sin interés y darlo en mutuo con o sin interés; celebrar contratos de seguro, transporte, cuentas en participación, contratos con entidades bancarias y/o financieras; 6. Desarrollar cualquier actividad que tenga relación directa con el objeto social.

Enel X S.A.S. podrá desarrollar cualquier actividad comercial o civil lícita. En especial podrá: a) Ejecutar Proyectos de alumbrado público para el desarrollo de modernizaciones, administraciones, operación y mantenimiento, expansiones, telegestión, levantamiento de inventarios, diseños fotométricos, interventoría, entre otros; bajo las distintas modalidades de contratación con el estado como concesiones de manera individual o conjunta conformando alianzas estratégicas; b) Desarrollar proyectos de ingeniería eléctrica en baja, media y alta tensión, proyectos de iluminación especial, iluminación arquitectónica e iluminación navideña, proyectos de almacenamiento de energía y energías renovables a través de la participación en licitaciones o concursos públicos y privados, celebrando contratos con entidades o empresas del estado, de economía mixta o privados; c) Diseñar, desarrollar, mantener, construir y montar todo tipo de instalaciones eléctricas en zonas industriales y/o comerciales y/o residenciales y/o zonas francas. d) Comercializar materiales eléctricos, prestar de servicios de ingeniería conceptual, básica y de detalle, como asesorías, estudios, interventoría y supervisión de proyectos; desarrollo y venta de proyectos de energías renovables, software de inteligencia energética, operación y mantenimiento de sistemas de servicios públicos; e) Desarrollar e implementar nuevos productos y servicios asociados a las necesidades del sector público y privado, a través de: 1) La utilización de la infraestructura existente de alumbrado público para el apalancamiento de proyectos de innovación y tecnología (ciudades inteligentes); 2) Proyectos de desarrollo urbano como instalación y mantenimiento de semáforos, señales de tránsito, paraderos de buses y publicidad y parques entre otros espacios urbanos. 3) Implementación de modelos de Energy as a Service, respuesta a la demanda, aumento de confiabilidad para los clientes industriales a nivel nacional; f) Llevar a cabo todos los actos jurídicos y operaciones que resulten necesarios o útiles para el desarrollo de su objeto social, o guarden relación con el mismo; g) Adquirir y desarrollar bienes de cualquier naturaleza, muebles o inmuebles, corporales o incorporales, que sean necesarios para el desarrollo de los negocios sociales; h) Enajenar, arrendar, gravar, y administrar los bienes sociales; i) Emitir, girar, aceptar, endosar, asegurar, descontar, y negociar en general, títulos valores y cualquier clase de créditos individuales o colectivos; j) Celebrar toda clase de contratos estatales y de derecho privado que sean aptos para la obtención de los fines sociales; k) Formar parte, con sujeción a las leyes y a los estatutos, de otras sociedades, para facilitar o ensanchar o complementar la empresa social, sea

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a los Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

suscribiendo o adquiriendo cuotas o acciones en ellas con el ánimo de permanencia o fusionarse con las mismas; l) Celebrar contratos de participación, sea como partícipe activa o partícipe inactiva, consorcios, uniones temporales de empresas y cualquier otra forma lícita de colaboración empresarial; m) Celebrar o ejecutar, en general, todos los actos o contratos que sean necesarios para el desarrollo del objeto social de la Compañía.

La Fundación Enel, entidad sin ánimo de lucro, constituida de acuerdo con las leyes colombianas, mediante documento privado del 28 de julio de 1999 e inscrita en la Cámara de Comercio de Bogotá el 3 de agosto de 1999, bajo el número 00024788 del libro I de las entidades sin ánimo de lucro. De acuerdo con la Resolución No. 358 de la oficina de Personas Jurídicas de la Alcaldía Mayor de Bogotá se aprobaron los estatutos. El domicilio de la Fundación Enel Colombia es la ciudad de Bogotá Distrito Capital.

Tiene por objeto el fortalecimiento de la responsabilidad social empresarial de Emgesa S.A. E.S.P. y Codensa S.A. E.S.P. frente a la comunidad, para lo cual adelanta la promoción y conformación de proyectos autosostenibles y realiza programas culturales, educativos y sociales que fortalezcan el desarrollo social comunitario.

1.2 Marco legal y regulatorio

Consideraciones generales y energía eléctrica

Para el establecimiento del nuevo marco ordenado por la Constitución, se expidió la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994) y la Ley Eléctrica (Ley 143 de 1994), mediante las cuales se definen los criterios generales y las políticas que deberán regir la prestación de los servicios públicos domiciliarios en el país y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia.

La Ley Eléctrica viabiliza el enfoque constitucional, regula las actividades de generación, transmisión, distribución, y comercialización de electricidad, crea ambiente de mercado y competencia, fortalece el sector y delimita la intervención del Estado. Teniendo en cuenta las características de cada una de las actividades o negocios, se estableció como lineamiento general para el desarrollo del marco regulatorio, la creación e implementación de reglas que permitieran la libre competencia en los negocios de generación y comercialización de electricidad, en tanto que la directriz para los negocios de transmisión y distribución se orientó al tratamiento de dichas actividades como monopolios, buscando en todo caso condiciones de competencia donde esta fuera posible.

La principal institución del sector eléctrico es el Ministerio de Minas y Energía que a través de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), elabora el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) son las encargadas, respectivamente, de regular y fiscalizar a las empresas del sector, adicionalmente la Superintendencia de Industria y Comercio es la autoridad nacional para temas de protección de la competencia.

El sector eléctrico se fundamenta en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores pueden transar la energía por medio de contratos bilaterales. Adicionalmente, los agentes del sector pueden transar energía a través de un mercado de corto plazo denominado bolsa de energía, que opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda.

En marzo de 2018, la Comisión de Regulación publicó la regulación CREG 030 DE 2018, por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el sistema interconectado Nacional.

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

Mediante la Ley 1715 de 2014 se regula la integración de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) al sistema energético nacional. Esta normativa da incentivos fiscales y tributarios a los promotores de proyectos asociados con estas tecnologías, sin afectar la arquitectura del mercado mayorista actual. Así mismo, propone la creación de un fondo para la investigación y realización de proyectos ERNC y de eficiencia energética, y define el marco regulatorio general para la participación de la autogeneración en el mercado. Posteriormente se reglamentó la Ley 1715 a través del Decreto 2143 de 2015.

Con la adopción del Plan de Acción Indicativo 2017-2022 para el desarrollo del Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PROURE) por parte del Ministerio de Minas y Energía a través de la Resolución 41286 de 2016, se definen los objetivos y metas indicativas de eficiencia energética y acciones y medidas sectoriales y estrategias.

El Ministerio de Minas y Energía a través del Decreto 0570 de marzo de 2018, define los lineamientos de política pública para la contratación de Energía de Largo Plazo. Los objetivos del Decreto son: fortalecer la resiliencia de la matriz de generación a través de la diversificación del riesgo, promover la competencia y la eficiencia en la formación de precios a través de proyectos nuevos y existentes, mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático, a través del aprovechamiento de los recursos renovables disponibles, fortalecer la seguridad energética nacional y reducir las emisiones de gases efecto invernadero, de acuerdo con compromisos COP 21.

Dando continuidad al citado Decreto, el Ministerio de Minas y Energía expide las Resoluciones 40791 y 40795 de agosto de 2018, finalizando el ciclo de construcción de la política pública que permitirá cumplir con los objetivos de fortalecer, complementar y diversificar la matriz energética del país y marcando un hito histórico como lo es el lanzamiento de la primera subasta de energía eléctrica a largo plazo en el país. Como elemento fundamental de la expedición de estas resoluciones, se crea una subasta de energía de largo plazo que permitirá, entre otros, la mayor incorporación de energías renovables al sistema energético nacional.

De igual manera la CREG, definió las condiciones para la convocatoria a una subasta del cargo por confiabilidad para la asignación de los proyectos de generación de energía eléctrica que puedan entrar en operación en el periodo 2022-2023. A través de esta decisión regulatoria se convoca una subasta del cargo por confiabilidad, esquema mediante el cual los generadores se comprometen a entregar un producto denominado energía en firme con el cual se busca cubrir el suministro de energía a la demanda nacional, incluso en los momentos de hidrología más crítica.

Comercialización de Gas

El nuevo año regulatorio de gas inició el 1 de diciembre de 2018, para este nuevo inicio el Grupo sigue siendo un actor relevante en el mercado de comercialización de gas natural en Colombia, se iniciaron siete nuevos contratos con clientes industriales, ingresando cuatro clientes nuevos y consolidando relaciones con tres. Las ventas realizadas a diciembre de 2018 fueron de 79.5 Mm³ con un margen variable de \$4.219.526 lo que significó un aporte del 0.18% del margen variable del Grupo, mientras que en el 2017 las ventas fueron de 72.9 Mm³ y margen variable por \$3.420.220.

Durante el 2018, el Grupo se ha mantenido activa en el proceso de venta en el mercado secundario, a través de negociaciones de suministro y transporte intradiarias que han aportado un importante margen al Grupo.

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a los Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

2. Bases de Presentación

Los Estados Financieros Combinados del Grupo comprenden los estados financieros de Emgesa S.A E.S.P y su filial, Codensa S.A E.S.P y sus filiales, Enel Green Power Colombia S.A.S E.S.P y su filial y Fundación Enel Colombia al 31 de diciembre de los años 2018 y 2017, subsidiarias con domicilio en Colombia bajo el control común de Enel SPA . por lo tanto, este último no tiene la obligación de presentar este tipo de estados financieros, al encontrarse domiciliada en el exterior. De esta manera, Emgesa S.A E.S.P y su filial, Codensa S.A E.S.P y sus filiales, Enel Green Power Colombia S.A.S E.S.P y su filial y Fundación Enel Colombia deben presentar estados financieros como si se tratará de una sola entidad, sin incluir al controlador en cuestión.

Por tanto, y en orden a lo indicado por la Superintendencia de Sociedades en la circular básica jurídica indica el origen de la preparación de los estados financieros combinados de propósito especial. Cuando la Entidad Controladora última sea una persona natural o una persona jurídica extranjera que tenga una sucursal o Subsidiaria en Colombia por cuyo conducto, a su vez, se controle a una o más entidades, esta última será la encargada de efectuar la consolidación de los estados financieros del grupo en Colombia y de presentarlos a esta Superintendencia, en la forma y términos que ella lo requiera con fundamento en las atribuciones conferidas en los artículos 83, 84 y 85 de la Ley 222 de 1995.

Los estados financieros combinados de propósito especial se presentan en pesos colombianos y los valores se han redondeado a la unidad de miles de pesos más próxima (COP\$000), salvo cuando se indique lo contrario.

Los principios contables aplicados en su elaboración, son los que se detallan a continuación:

2.1 Principios contables

Los estados financieros combinados de propósito especial del Grupo al 31 de diciembre de 2018, han sido preparados de acuerdo con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia (NCIF), que contemplan las Normas Internacionales de Información Financiera -NIIF-, las Normas Internacionales de Contabilidad –NIC-, las interpretaciones SIC, las interpretaciones CINIIF y el marco conceptual para la información financiera, aplicables, emitidas y aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés) al 31 de diciembre de 2014 y que fueron publicadas en español por dicho organismo en agosto de 2015, e incorporadas al marco técnico contable colombiano de conformidad con la Ley 1314 del 13 de julio del 2009, reglamentada por el Decreto Único Reglamentario 2420 de 2015, las modificaciones de los Decretos 2496 de 2015, 2131 de 2016 y 2170 de 2017 y compiladas y actualizadas por el Decreto 2483 de 2018..

El Grupo pertenece al Grupo 1 de adopción de acuerdo a las definiciones de los Decretos 2784 del 28 de diciembre de 2012 y 3024 del 27 de diciembre de 2013, de acuerdo con lo requerido, las empresas que componen el Grupo emitieron los primeros estados financieros comparativos conforme a las NCIF a diciembre 31 de 2015.

Los presentes estados financieros combinados de propósito especial se han preparado siguiendo el principio de negocio en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo con las NCIF, del activo y los pasivos que se registran a valor razonable.

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

La preparación de los estados financieros combinados de acuerdo con las NCIF requiere el uso de ciertos estimados contables críticos. También requiere que la gerencia ejerza su juicio en el proceso de aplicación de las políticas contables.

2.2 Base contabilidad de causación

El Grupo prepara sus estados financieros, usando la base de contabilidad de causación, excepto para la información de los flujos de efectivo.

2.3 Nuevas Normas incorporadas al marco contable aceptado en Colombia cuya aplicación efectiva es a partir de 1 de enero de 2019.

Los Decretos 2496 de diciembre de 2015, 2131 de diciembre de 2016, 2170 de diciembre de 2017 y 2483 de diciembre de 2018 introdujeron al marco técnico normativo de información financiera nuevas normas, modificaciones o enmiendas emitidas o efectuadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés) a las Normas Internacionales de Información Financiera entre los años 2015 y 2017, para evaluar su aplicación en ejercicios financieros que comiencen en o más adelante del 1 de enero de 2019, aunque su aplicación podría ser efectuada de manera anticipada.

NIIF 16 Arrendamientos

La NIIF 16 se emitió en enero de 2016 y reemplazó a la NIC 17 Arrendamientos, CINIIF 4 Determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento, SIC 15 Arrendamientos Operativos-Incentivos y SIC 27 Evaluación de la esencia de las transacciones que adoptan la forma legal de un arrendamiento. Esta norma establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación y revelación de los arrendamientos y requiere que los arrendatarios tengan en cuenta todos los arrendamientos bajo un modelo único en el balance general similar a la contabilización de los arrendamientos financieros según la NIC 17. La norma incluye dos exenciones de reconocimiento para arrendatarios: arrendamientos de activos de “bajo valor” y arrendamientos a corto plazo (es decir, arrendamientos con un plazo de 12 meses o menos). En la fecha de inicio de un contrato de arrendamiento, un arrendatario reconocerá un activo por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento. Los arrendatarios deberán reconocer por separado el gasto de intereses del pasivo por arrendamiento y el gasto por depreciación del activo por derecho de uso.

También se requerirá que los arrendatarios vuelvan a medir el pasivo del arrendamiento cuando ocurran ciertos eventos (por ejemplo, un cambio en el plazo del arrendamiento, un cambio en los pagos futuros del arrendamiento resultantes de un cambio en un índice o tasa utilizada para determinar los pagos). El contrato generalmente reconocerá el monto de la nueva medición del pasivo por arrendamiento como un ajuste al activo por derecho de uso.

La contabilidad de los arrendadores según la NIIF 16 continuará clasificando todos los arrendamientos utilizando el mismo principio de clasificación que en la NIC 17, diferenciando entre dos tipos de líneas: arrendamientos operativos y financieros.

La NIIF 16, que es efectiva para los períodos anuales que comienzan el 1 de enero de 2019, requiere que los arrendatarios y arrendadores realicen revelaciones más extensas que bajo la NIC 17.

Transición a la NIIF 16

El Grupo planea adoptar la NIIF 16 según el modelo retroactivo con efecto acumulado, reconocido a partir de la fecha de adopción sin reexpresión de la información comparativa. Como solución práctica el Grupo

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

elegirá no aplicar la norma a los contratos que no se identificaron previamente como que contienen un contrato de arrendamiento según la NIC 17 y la CINIIF 4.

El Grupo elegirá utilizar las exenciones propuestas por la norma en los contratos de arrendamiento para los cuales los plazos del arrendamiento finalizan dentro de los 12 meses a partir de la fecha de la aplicación inicial, y a los contratos de arrendamiento para los cuales el activo subyacente es de bajo valor.

Durante 2017 y 2018, la Administración ha realizado una evaluación detallada de la base de contratos del Grupo para la implementación de NIIF 16. El Grupo espera reconocer activos por derecho de uso y pasivos financieros en un rango aproximado de COP \$37.000.000 y \$48.000.000, el 1 de enero de 2019.

CINIIF 22 Transacciones en Moneda Extranjera y Contraprestaciones Anticipadas

Esta interpretación se refiere a la determinación de la tasa de cambio a utilizar en el reconocimiento inicial de un activo, ingreso o gasto (o parte de ellos) en la baja de los activos o pasivos no monetarios relacionados con la contraprestación anticipada, la fecha de la transacción en la fecha en la que una entidad inicialmente reconoce el mencionado activo o pasivo no financiero como resultado del pago anticipado. Si existen múltiples pagos por anticipado, sean recibidos o entregados, las compañías deberán determinar la fecha de transacción para cada uno de esos pagos.

La fecha de aplicación de esta interpretación en el marco contable Colombiano es para periodos que comiencen a partir del 1 de enero del 2019. El Grupo no prevé impactos por la aplicación de esta interpretación, dado que los anticipos en moneda extranjera se reconocen al tipo de cambio de la fecha de la transacción.

Transferencia de Propiedades de Inversión Enmiendas a la NIC 40

Estas enmiendas hacen algunas aclaraciones para los casos en los que una compañía debe transferir propiedades, incluyendo propiedades en construcción o propiedades de inversión. Estas enmiendas establecen que un cambio en uso se presenta cuando la propiedad empieza a cumplir o deja de cumplir la definición de propiedad de inversión y existe evidencia de dicho cambio. Un simple cambio en la intención de uso de la propiedad por parte de la Administración no constituye evidencia de un cambio en uso. Las Compañías deben aplicar las enmiendas de manera prospectiva sobre los cambios en uso que ocurran a partir del período en que se empiecen a aplicar estas enmiendas. Las Compañías deberán reevaluar la clasificación de la propiedad mantenida a esa fecha y, si aplica, reclasificarla para reflejar las condiciones existentes en ese momento. Esta enmienda se incluye en el anexo 1.3 del Decreto 2420 de 2015, por medio del Decreto 2170 de 2017, con vigencia a partir del 1 de enero de 2019. El Grupo a la fecha de los presentes estados financieros, no posee propiedades de inversión.

Clasificación y Medición de Transacciones con Pagos Basados en Acciones Enmiendas a la NIIF 2

Estas enmiendas fueron emitidas por el IASB con el fin de responder a tres áreas principales: los efectos de las condiciones para la irrevocabilidad de la concesión en la medición de transacciones de pagos basados en acciones pactadas en efectivo, la clasificación de las transacciones de pagos basadas en acciones con características de liquidación neta para obligaciones de retención de impuestos y la contabilidad cuando una modificación a los términos y condiciones de las transacciones de pagos basados en acciones cambian su clasificación de liquidadas en efectivo a liquidadas en patrimonio.

En la adopción, las compañías están requeridas a aplicar las enmiendas sin re expresar períodos anteriores, pero se permite la aplicación retrospectiva si es elegible para las tres enmiendas y cumple otros criterios. Estas enmiendas se incluyen en el anexo 1.3 del Decreto 2420 de 2015, por medio del Decreto

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

2170 de 2017, con vigencia a partir del 1 de enero de 2019. El Grupo a la fecha de los presentes estados financieros, no posee transacciones con pagos basados en acciones.

Enmienda a NIC 1: Iniciativa sobre información a revelar

El IASB emitió enmiendas a la NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”, como parte de su principal iniciativa para mejorar la presentación y revelación de información en los estados financieros. Estas modificaciones están diseñadas con el objetivo de alentar a las empresas a aplicar el juicio profesional para determinar qué tipo de información revelar en sus estados financieros.

Enmienda a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28: Entidades de inversión, aplicación de la excepción de consolidación

Estas modificaciones de alcance restringido a la NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados”, NIIF 12 “Información a Revelar sobre Participaciones en Otras Entidades” y NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos” aclaran la aplicación de la excepción de consolidación para las entidades de inversión y sus subsidiarias. Las modificaciones además disminuyen las exigencias en circunstancias particulares, reduciendo los costos de la aplicación de las Normas.

Mejoras a las NIIF (Ciclo 2015-2017)

Corresponde a una serie de enmiendas menores que aclaran, corrigen o eliminan una redundancia en las siguientes normas: NIIF 3 “Combinaciones de Negocios”, NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos”, NIC 12 “Impuesto a las ganancias” y NIC 23 “Costos por préstamos”. La aplicación es a partir del 1 de enero de 2019.

NIIF 3 Combinaciones de negocios: La enmienda clarifica cuando una entidad obtiene el control de un negocio que es una operación conjunta. Esta clarifica los requerimientos para combinación de negocios establecida en etapas que incluyen volver a medir los intereses previamente mantenidos en los activos y pasivos de la operación conjunta al valor razonable. Al hacerlo el adquirente vuelve a medir la totalidad de su participación anterior, en la operación conjunta

NIIF 11 Acuerdos Conjuntos: Una parte que participa en una operación conjunta pero no tiene control conjunto, puede obtener el control conjunto de la operación conjunta en la actividad de la operación conjunta que constituye un negocio de acuerdo a las definiciones de la NIIF 3. La enmienda clarifica que los intereses mantenidos antes de realizarse la operación conjunta, no se vuelven a medir.

NIC 12 Impuesto a las ganancias: La enmienda aclara que las consecuencias de los dividendos en el impuesto a las ganancias están relacionadas con transacciones o hechos pasados que generaron ganancias distribuibles a los propietarios. De igual forma una entidad reconoce el impuesto a las ganancias como consecuencia de la ganancia o pérdida en resultados u otros resultados integrales teniendo en cuenta el reconocimiento original que realiza la entidad producto de eventos pasados.

NIC 23 Costos por préstamos: La enmienda aclara que una entidad trata como parte de los préstamos generales cualquier préstamo realizado originalmente para desarrollar un activo, contemplando todas las actividades necesarias para preparar ese activo para el uso previsto por la gerencia.

Enmienda a NIIF 10 y NIC 28: Venta y aportación de activos

La enmienda corrige una inconsistencia existente entre la NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados” y la NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos” respecto al tratamiento contable de la venta y aportaciones entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto.

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a los Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

El IASB decidió aplazar la fecha de aplicación efectiva de esta enmienda de manera indefinida, en espera del resultado de su proyecto de investigación sobre el método de participación. La fecha de aplicación de esta enmienda se encuentra pendiente por determinar.

2.4 Normas de contabilidad y de información financiera no incorporadas en el marco contable aceptado en Colombia emitidas aun no vigentes.

NIIF 17 Contratos de seguros

En mayo de 2017, el IASB emitió la NIIF 17, un nuevo estándar contable integral para contratos de seguro cubriendo la medición y reconocimiento, presentación y revelación. Una vez entre en vigencia, la NIIF 17 reemplazará la NIIF 4, emitida en 2005. La NIIF 17 aplica a todos los tipos de contratos de seguro, sin importar el tipo de entidades que los emiten, así como ciertas garantías e instrumentos financieros con características de participación discrecional. Esta norma incluye pocas excepciones.

El objetivo general de la norma consiste en dar un modelo de contabilidad para contratos de seguro que sea más útil y consistente para los aseguradores. Contrario a los requerimientos de la NIIF 4, que busca principalmente proteger políticas contables locales anteriores, la NIIF 17 brinda un modelo integral para estos contratos, incluyendo todos los temas relevantes. La esencia de esta norma es un modelo general, suplementado por:

- Una adaptación específica para contratos con características de participación directa (enfoque de tarifa variable).
- Un enfoque simplificado (el enfoque de prima de asignación) principalmente para contratos de corta duración.

La NIIF 17 no ha sido introducida en el marco contable colombiano por medio de decreto alguno a la fecha.

CINIIF 23 Incertidumbre Frente a los Tratamientos del Impuesto a las Ganancias

La interpretación trata la contabilidad de impuesto a las ganancias en los casos en los que los tratamientos fiscales incluyen incertidumbres que afectan la aplicación de la NIC 12 y no aplica a impuestos que están fuera del alcance de esta CINIIF, ni incluye requerimientos específicos relacionados con intereses y sanciones asociadas con tratamientos fiscales inciertos. La interpretación trata lo siguiente:

- Cuando la entidad considera tratamientos fiscales inciertos de manera separada.
- Los supuestos efectuados por la entidad acerca del examen de los tratamientos fiscales por parte de las autoridades correspondientes.
- La manera en que la entidad determina la utilidad fiscal (o pérdida fiscal), bases fiscales, pérdidas o créditos fiscales no utilizados, y tarifas fiscales.
- La manera en que la entidad considera los cambios en hechos y circunstancias.

Una Compañía debe determinar si evalúa cada tratamiento incierto por separado o agrupados, debiendo utilizar el enfoque que mejor predice la resolución de las incertidumbres.

La fecha de aplicación a la interpretación establecida es para periodos que comiencen a partir del 1 de enero del 2019. El Grupo no tiene impactos por la aplicación de esta interpretación.

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

Aplicación de la NIIF 9 “Instrumentos financieros” con la NIIF 4 “Contratos de seguro” - Enmienda a la NIIF 4

Las enmiendas están dirigidas a resolver asuntos que surgen como resultado de la implementación de la nueva norma de instrumentos financieros, NIIF 9, antes de la implementación de la NIIF 17 “Contratos de seguro”, que reemplaza la NIIF 4. Estas enmiendas introducen dos opciones para las entidades que emiten contratos de seguro: una exención temporal de la aplicación de la NIIF 9 y un enfoque de superposición. Una compañía puede optar por el enfoque de superposición cuando adopta la NIIF 9 y aplicar este enfoque retrospectivamente a los activos financieros designados en la transición a NIIF 9. El Grupo reexpresará la información comparativa reflejando el enfoque de superposición, si y sólo si, optó por reexpresar la información comparativa en la aplicación de la NIIF 9.

Estas enmiendas deben ser aplicadas de manera retrospectiva y no han sido introducidas en el marco contable colombiano por medio de decreto alguno a la fecha. Estas enmiendas no son aplicables al Grupo.

2.5. Estimados y criterios contables relevantes

En la preparación de los estados financieros se han utilizado determinadas estimaciones realizadas por la Gerencia del Grupo, las líneas de negocio y las áreas de apoyo, para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (Ver Nota 3.2.11.).
- La vida útil de las propiedades, planta y equipo e intangibles. (Ver Notas 3.2.5. y 3.2.6.)
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros. (Ver Notas 3.2.12.).
- La pérdida crediticia esperada de las cuentas por cobrar comerciales y otros activos financieros (Ver nota 3.2.7 (b)).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores.
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de facturar en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingente. (Ver Nota 3.2.9).

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

- Los desembolsos futuros por compromisos medioambientales surgidos de la licencia ambiental principalmente para nuevos proyectos, las restauraciones y desmantelamientos, así como también las tasas de descuento a utilizar. (Ver Nota 3.2.6.).
- Los ingresos y gastos derivados de la actividad de generación que proceden fundamentalmente de las ventas de energía a través de contratos bilaterales al mercado regulado y no regulado, de la bolsa de energía, del servicio de regulación secundaria de frecuencia (AGC por sus siglas en inglés) y del cargo por confiabilidad, así como las compras de energía necesarias para atender dichos contratos (Ver Nota 3.2.15.).
- Los resultados fiscales, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros. (Ver Nota 3.2.10.).

Los juicios y estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros, es posible que acontecimientos futuros obliguen a modificarlos al alza o a la baja en próximos periodos, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de juicio o estimación en los correspondientes estados financieros futuros.

2.6. Entidades Filiales

Se consideran entidades filiales a aquellas sociedades controladas por el Grupo directa o indirectamente. El control se ejerce si, y sólo si, están presentes los siguientes elementos: i) poder sobre la filial, ii) exposición, o derecho, a rendimientos variables de estas sociedades, y iii) capacidad de utilizar poder para influir en el monto de estos rendimientos.

El Grupo tiene poder sobre sus filiales cuando poseen la mayoría de los derechos de voto sustantivos, o sin darse esta situación, posee derechos que le otorgan la capacidad presente de dirigir sus actividades relevantes, es decir, las actividades que afectan de forma significativas los rendimientos de la filial.

El Grupo reevaluará si tienen o no control en una sociedad filial si los hechos y circunstancias indican que ha habido cambios en uno o más de los elementos de control mencionados anteriormente.

2.7. Sociedades asociadas y acuerdos conjuntos

Una asociada es una entidad sobre la cual el Grupo posee influencia significativa sobre las decisiones de política financiera y de operación, sin llegar a tener control o control conjunto.

Se consideran acuerdos conjuntos aquellas entidades en las que el Grupo ejerce control gracias al acuerdo con terceros y conjuntamente con ellos, es decir, cuando las decisiones sobre sus actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control. Los acuerdos conjuntos se clasifican en:

Negocio conjunto: es una entidad que una Compañía controla de forma conjunta con otros participantes, donde éstos mantienen un acuerdo contractual que establece el control conjunto sobre las actividades relevantes de la entidad; las partes tienen derecho a los activos netos de la entidad. En la fecha de adquisición, el exceso del costo de adquisición sobre la participación en el valor razonable neto de los activos identificables, pasivos y pasivos contingentes asumidos de la asociada o negocio conjunto, se reconoce como crédito mercantil. El crédito mercantil se incluye en el valor en libros de la inversión, no se amortiza y se somete individualmente a pruebas de deterioro de su valor.

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a los Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

Operación conjunta: acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos relacionados con el acuerdo.

Un operador conjunto reconocerá en relación con su participación en una operación conjunta: (a) sus activos, incluyendo su participación en los activos mantenidos conjuntamente; (b) sus pasivos, incluyendo su participación en los pasivos incurridos conjuntamente; (c) sus ingresos de actividades ordinarias procedentes de la venta de su participación en el producto que surge de la operación conjunta; (d) su participación en los ingresos de actividades ordinarias procedentes de la venta del producto que realiza la operación conjunta; y (e) sus gastos, incluyendo su participación en los gastos incurridos conjuntamente.

A la fecha de emisión de los estados financieros el Grupo no posee inversiones en asociadas y no tiene registrado ningún crédito mercantil generado en inversiones en asociadas y negocios conjuntos; ni acuerdos conjuntos.

2.8. Inversiones contabilizadas por el método de participación

Las participaciones que el Grupo posee en negocios conjuntos y asociadas, se registran siguiendo el método de participación.

Según el método de participación, la inversión en una asociada o negocio conjunto se registra inicialmente al costo. A partir de la fecha de adquisición, se registra la inversión en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio total que representa la participación del Grupo en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con el Grupo, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la sociedad. Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación en cero en el estado de situación financiera, a no ser que exista la obligación presente (ya sea legal o implícita) por parte del Grupo de reponer la situación patrimonial de la sociedad, en cuyo caso, se registra la provisión correspondiente.

La plusvalía relativa a la asociada o negocio conjunto se incluye en el valor libro de la inversión y no se amortiza ni se realiza una prueba individual de deterioro.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la inversión y los resultados obtenidos por las mismas, que corresponden al Grupo conforme a su participación, se registran en el rubro “Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de participación”.

2.9. Inversiones en subsidiarias

Una subsidiaria es una entidad controlada por el Grupo, el control existe cuando se tiene el poder para dirigir las actividades relevantes de la subsidiaria, que generalmente son las actividades de operación y financiación con el propósito de obtener beneficios de sus actividades y está expuesta, o tiene derecho, a los rendimientos variables de ésta.

Las inversiones en subsidiarias se registran inicialmente al costo y posteriormente se aplica el método de participación en los estados financieros separados para cada una de las compañías del Grupo según lo establecido en el Decreto 2420 de 2015 adicionado por el Decreto 2496 de 2015 y modificado por los decretos 2131 de 2016 y 2170 de 2017.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la inversión y los resultados obtenidos por las mismas, que corresponden al Grupo conforme a su participación, se registran en el rubro “Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

participación”. La medición del método de participación se evalúa de acuerdo con la materialidad de las cifras y teniendo en cuenta la participación en cada subsidiaria.

2.10. Principios de Consolidación y combinaciones de negocio

Las sociedades filiales se consolidan, integrándose en los estados financieros consolidados la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones recíprocas.

Los resultados integrales de las sociedades filiales, se incluyen en el estado de resultados integrales consolidados desde la fecha en que la Sociedad Matriz obtiene el control de la sociedad filial hasta la fecha en que pierde el control sobre ésta.

La consolidación de las operaciones de las sociedades Matrices y de las sociedades filiales se ha efectuado siguiendo los siguientes principios básicos:

1. En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad filial son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en otras NCIF. Si el valor razonable de la contraprestación transferida más el valor razonable de cualquier participación no controladora excede el valor razonable de los activos netos adquiridos de la filial, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de una compra a bajo precio, la ganancia resultante se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir el valor razonable estos montos.

Para cada combinación de negocios, la sociedad elige si valora las participaciones no controladoras de la adquirida al valor razonable o por la parte proporcional de los activos netos identificables de la adquirida.

Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, la sociedad informará los valores provisionales registrados. Durante el período de medición, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores provisionales reconocidos y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento.

En el caso de las combinaciones de negocios realizadas por etapas, en la fecha de adquisición, se mide a valor razonable la participación previamente mantenida en el patrimonio de la sociedad adquirida y la ganancia o pérdida resultante, si la hubiera, es reconocida en el resultado del ejercicio.

2. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales se presenta, respectivamente, en los rubros “Patrimonio Total: Participaciones no controladoras” del estado de situación financiera consolidado y “Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras” y “Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras” en el estado de resultados integrales consolidado.
3. Las sociedades consolidadas tienen como moneda funcional el peso colombiano, por lo tanto no hace conversión de moneda extranjera.
4. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

5. Los cambios en la participación en las sociedades filiales que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad filial. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.
6. Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método “pooling interest”. Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libros en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas.

Cualquier diferencia entre los activos y pasivos aportados a la consolidación y la contraprestación entregada, se registra directamente en el Patrimonio neto, como un cargo o abono a “otras reservas.”. La sociedad no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de un negocio bajo control común.

3. Políticas Contables

3.1. Cambios en Políticas

NIIF 9 Instrumentos Financieros

A partir del 1 de enero de 2018 entró en vigencia la NIIF 9 Instrumentos financieros, esta versión de la NIIF 9 reemplaza la NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición, y todas las versiones anteriores de la NIIF 9. La NIIF 9 reúne los tres aspectos del proyecto de contabilización de instrumentos financieros: Clasificación y medición, deterioro y contabilidad de cobertura.

La NIIF 9 entró en vigencia para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018, permitiéndose la aplicación anticipada; se requiere una aplicación retrospectiva, pero la información comparativa no es obligatoria. La norma contempla la excepción para la contabilidad de coberturas, cuyos requisitos generalmente se aplican prospectivamente, con algunas excepciones limitadas.

El Grupo adoptó el nuevo estándar en la fecha requerida, y de acuerdo con los lineamientos de la NIIF 9 para la transición, efectuó su aplicación retrospectiva y no reexpresó la información comparativa; reflejando el impacto de la transición en las ganancias acumuladas iniciales del año 2018.

A continuación se describen los impactos para cada uno de los temas relevantes de esta norma:

(a) Clasificación y medición

En general los préstamos y las cuentas por cobrar comerciales se mantienen para cobrar los flujos de efectivo contractuales; y se espera que generen flujos de efectivo que representen únicamente pagos de capital e intereses. El Grupo analizó las características contractuales de los flujos de efectivo de esos instrumentos y concluyó que cumplen con los criterios de medición del costo amortizado definido por la nueva norma. En los casos específicos en que se ha efectuado ventas de activos financieros, se ha dado la transferencia sustancial de los riesgos y beneficios y la correspondiente baja de los activos. Por lo anterior, no hay modificaciones en la clasificación y medición de estos rubros.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

Por otra parte, las participaciones de capital del Grupo no cotizadas están destinadas a mantenerse en el futuro previsible y el Grupo aplica la opción de presentar cambios en el valor razonable en ORI.

En conclusión no se presenta ningún impacto en el estado de situación financiera o patrimonio al aplicar los requerimientos de clasificación y medición de la NIIF 9.

(b) Deterioro

La NIIF 9 requiere que el Grupo registre las pérdidas crediticias esperadas en todos sus títulos de deuda, préstamos y cuentas por cobrar comerciales, ya sea por 12 meses o por el tiempo de vida de los activos buscando reconocer el deterioro de manera anticipada desde el primer día y no esperando a que se dé algún evento que indique el deterioro del activo financiero; mientras que la NIC 39 planteaba un modelo de deterioro enfocado en las pérdidas incurridas basándose en el comportamiento presente y pasado de los clientes.

Por las características de los activos financieros de las Compañías, de acuerdo con los lineamientos del Grupo, se definieron los siguientes modelos a aplicar:

Codensa S.A. E.S.P. y sus Filiales

Modelo simplificado colectivo

Se aplica en general para la cartera comercial de Codensa S.A. E.S.P., considerando las siguientes categorías: Residencial, Comercial, Industrial, Oficial, Alumbrado Público y Otros Negocios (PSVA’s); este modelo toma como base la información estadística de tres años, a partir de la cual determina los porcentajes de pérdida de crédito esperada para cada rango de vencimiento, multiplicando la probabilidad de Incumplimiento (en Ingles PD Probability of Default) por la Pérdida dado el Incumplimiento (en Ingles LGD Loss Given Default), estos porcentajes son aplicados a los saldos de la cartera comercial facturada y estimada.

La pérdida de crédito esperada de la cartera comercial determinada por el modelo simplificado colectivo al 1 de enero de 2018 es la siguiente:

Categoría	Pérdida de crédito esperada al 1 de enero de 2018
Industrial	\$ 10.826.594
Residencial	7.414.769
Comercial	5.297.210
Oficial	3.721.613
Alumbrado Público	1.310.545
Otros Negocios (PSVA’s)	1.088.931
	\$ 29.659.662

Modelo simplificado individual

Este modelo se aplica a la cartera comercial de Codensa S.A. E.S.P. para los clientes que por sus características requieren análisis individual como los municipios con los que se tienen convenios y que bajo el anterior marco normativo tenían un deterioro del cien por ciento, casos especiales como los litigios en curso con el Distrito Capital, algunos clientes que por sus condiciones se consideran con riesgo de impago; adicionalmente se incluyó en este modelo la categoría de peajes que se ajusta a esta metodología por el bajo número de clientes que la conforma.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

La pérdida de crédito esperada se calcula sobre el saldo de cartera facturada y estimada para cada contraparte, multiplicándola por la Probabilidad de Incumplimiento (PD) y la Pérdida dado el Incumplimiento (LGD). Ver nota 3.2.9 (b).

La pérdida de crédito esperada de la cartera comercial determinada por el modelo simplificado individual al 1 de enero de 2018 es la siguiente:

Concepto	Pérdida de crédito esperada al 1 de enero de 2018
Casos Especiales	
Bogotá Distrito Capital	\$ 88.080.058
Municipios	27.762.117
Otros clientes energía	2.237.971
Otros Negocios (PSVA's)	1.285.048
Prescripción de Cobro	6.017.803
Categoría Peajes	280.979
	\$ 125.663.976

Modelo general colectivo

Bajo este modelo se evalúan todos los otros activos financieros diferentes a las cuentas por cobrar comerciales, que están en el alcance de la norma. Este modelo agrupa las contrapartes en cuatro categorías definidas por el grupo (administraciones públicas, contrapartes institucionales, préstamos a empleados y otros activos), sobre el que se mide el riesgo de manera colectiva de los otros activos.

La pérdida de crédito esperada se calcula sobre el saldo de cada categoría multiplicándola por la Probabilidad de Incumplimiento (PD) y la Pérdida dado el Incumplimiento (LGD). Ver nota 3.2.9 (b).

La pérdida de crédito esperada sobre los otros activos financieros determinada por el modelo general colectivo al 1 de enero de 2018 es la siguiente:

Categorías	Pérdida de crédito esperada al 1 de enero de 2018
Administraciones públicas	\$ 85.989
Contrapartes institucionales	1.138.358
Préstamos a empleados	247.439
Otros activos	7.340.965
	\$ 8.812.751

El impacto por deterioro reconocido en los estados financieros del Grupo por efecto de la adopción de la NIIF 9 son los siguientes:

Concepto	Cartera comercial	Otros activos	Total al 1 de enero de 2018
Deterioro bajo NIC 39	\$ 105.795.436	\$ 8.623.464	\$ 114.418.900
Deterioro bajo NIIF 9			
Modelo Simplificado Colectivo	29.659.662	-	29.659.662
Modelo Simplificado Individual	125.663.976	-	125.663.976
Modelo General Colectivo	-	8.812.751	8.812.751
Total deterioro NIIF 9	\$ 155.323.638	\$ 8.812.751	\$ 164.136.389
Impacto adopción NIIF 9	\$ 49.528.202	\$ 189.287	\$ 49.717.489

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

Resumen Impactos

En resumen el impacto por la transición a NIIF 9 reconocido en los estados financieros de Codensa S.A. E.S.P. y su Filial es el siguiente:

Rubro del Estado de Situación Financiera	Saldo deterioro al 31 de diciembre de 2017	Saldo deterioro al 1 de enero de 2018	Impacto en deterioro de activos financieros por la adopción de NIIF 9
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ 1.044.516	\$ 1.095.642	\$ 51.126
Otros activos financieros corrientes	0	6.102	6.102
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	113.374.384	163.034.645	49.660.261
Total deterioro activos financieros	\$ 114.418.900	\$ 164.136.389	\$ 49.717.489
Impuesto diferido			(16.532.862)
Ganancias acumuladas			\$ 33.184.627

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial

Modelo general colectivo

Bajo este modelo se evalúan todos los otros activos financieros diferentes a las cuentas por cobrar comerciales, que están en el alcance de la norma. Este modelo agrupa las contrapartes en cuatro categorías definidas por el grupo (Administraciones públicas, Contrapartes institucionales, Préstamos a empleados y Otros activos), sobre el que se mide el riesgo de manera colectiva de los otros activos.

La pérdida de crédito esperada se calcula sobre el saldo de cada categoría multiplicándola por la Probabilidad de Incumplimiento (PD) y la Pérdida dado el Incumplimiento (LGD). Ver nota 3.2.8 (b).

La pérdida de crédito esperada sobre los otros activos financieros determinada por el modelo general colectivo al 1 de enero de 2018 es la siguiente:

Clúster	Pérdida de crédito esperada al 1 de enero de 2018
Administraciones públicas	\$ 19.720
Contrapartes institucionales	118.078
Préstamos a empleados	128.416
Otros activos	2.926.796
	\$ 3.193.010

El impacto por deterioro reconocido en los estados financieros del Grupo por efecto de la adopción de la NIIF 9 son los siguientes:

Concepto	Cartera Comercial	Otros Activos	Total
Deterioro Bajo NIC 39	\$ 104.938.329	\$2.531.808	\$107.470.137
Deterioro Bajo NIIF 9			
Modelo Simplificado Individual	107.670.624	-	107.670.624
Modelo General Colectivo	-	3.193.010	3.193.010
Total Deterioro NIIF 9	\$ 107.670.624	\$3.193.010	\$110.863.634
Impacto Adopción NIIF 9	2.732.295	661.202	3.393.497

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

Modelo simplificado individual

Este modelo realiza un cálculo de manera homogénea y consistente a cada una de las contrapartes que componen la cartera comercial. Dado que Emgesa S.A. E.S.P. gestiona su cartera comercial de manera individual, el Grupo definió que la forma más adecuada de gestionar la expectativa de riesgo de crédito para el Grupo es realizando una evaluación individual a cada una de las contrapartes con las que el Grupo tiene transacciones producto de sus operaciones comerciales.

La pérdida de crédito esperada se calcula sobre el saldo de cartera facturada y estimada para cada contraparte, multiplicándola por la Probabilidad de Incumplimiento (PD) y la pérdida dado el Incumplimiento (LGD). Ver nota 3.2.8 (b).

La pérdida de crédito esperada de la cartera comercial determinada por el modelo simplificado individual al 1 de enero de 2018 es la siguiente:

Concepto	Pérdida de crédito esperada al 1 de enero de 2018
Cartera Energía y Gas	\$ 107.670.624
	<u>\$ 107.670.624</u>

Resumen Impactos

En resumen el impacto por la transición a NIIF 9 reconocido en los estados financieros de Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial es el siguiente:

Rubro del Estado de Situación Financiera	Saldo deterioro al 31 de diciembre de 2017	Saldo deterioro al 1 de enero de 2018	Impacto en deterioro de activos financieros por la adopción de NIIF 9
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	\$ 104.938.329	\$ 107.670.625	\$ 2.732.296
Otros activos financieros	2.531.808	3.193.010	661.202
Total Deterioro Activos Financieros	\$ 107.470.137	\$ 110.863.635	3.393.498
Impuesto Diferido			(935.512)
Ganancias Acumuladas			<u>(\$ 2.457.986)</u>

Enel Green Power S.A. E.S.P. y su Filial

Modelo general colectivo

Bajo este modelo se evalúan todos los otros activos financieros diferentes a las cuentas por cobrar comerciales, que están en el alcance de la norma. Este modelo agrupa las contrapartes en cuatro categorías definidas por el grupo (Administraciones públicas, Contrapartes institucionales, Préstamos a empleados y Otros activos), sobre el que se mide el riesgo de manera colectiva de los otros activos.

La pérdida de crédito esperada se calcula sobre el saldo de cada categoría multiplicándola por la Probabilidad de Incumplimiento (PD) y la Pérdida dado el Incumplimiento (LGD).

Modelo simplificado individual

Este modelo realiza un cálculo de manera homogénea y consistente a cada una de las contrapartes que componen la cartera comercial. Dado que Enel Green Power y su filial gestionan su cartera comercial de manera individual, el grupo definió que la forma más adecuada de gestionar la expectativa de riesgo de

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

crédito para el Grupo es realizando una evaluación individual a cada una de las contrapartes con las que el Grupo tiene transacciones producto de sus operaciones comerciales.

La pérdida de crédito esperada se calcula sobre el saldo de cartera facturada y estimada para cada contraparte, multiplicándola por la Probabilidad de Incumplimiento (PD) y la pérdida dado el Incumplimiento (LGD).

Fundación Enel

Modelo general colectivo

La pérdida de crédito esperada sobre los otros activos financieros determinada por el modelo general colectivo como efecto de la transición a NCIF Plenas es el siguiente:

Concepto	Perdida de crédito esperada al 01 de enero de 2017	Perdida de crédito esperada al 31 de diciembre de 2017
Contrapartes Institucionales	\$ 52	\$ (8)
	\$ 52	\$ (8)

El impacto por deterioro reconocido en los estados financieros de la Fundación por efecto de la adopción de la NIIF 9 son los siguientes:

Concepto	Perdida de crédito esperada al 01 de enero de 2017	Perdida de crédito esperada al 31 de diciembre de 2017	Total
Deterioro Bajo NIIF 9			
Modelo General Colectivo	\$ 52	\$ (8)	\$ 43
Total Deterioro NIIF 9	52	(8)	43
Impacto Adopción NIIF 9	\$ 52	\$ (8)	\$ 43

(c) Contabilidad de cobertura

El Grupo determinó que todas las relaciones de cobertura existentes actualmente designadas en relaciones de cobertura efectivas continuarán calificando para la contabilidad de coberturas bajo la NIIF 9.

El Grupo ha optado por no aplicar retrospectivamente la NIIF 9 en la transición de las coberturas.

La NIIF 9 no cambia los principios generales de cómo una entidad contabiliza las coberturas efectivas, por lo tanto la aplicación de los requisitos de cobertura de la NIIF 9 no tendrá un impacto significativo en los estados financieros del Grupo.

NIIF 15 Ingresos de Actividades Ordinarias Procedentes de Contratos con Clientes

La NIIF 15 tiene como objetivo brindar un modelo único e integral de reconocimiento de ingresos para todos los contratos con clientes, excepto arrendamientos, instrumentos financieros y contratos de seguros; y mejorar la comparabilidad dentro de las industrias, entre industrias y entre mercados de capital; teniendo como principio básico que una entidad reconoce los ingresos de actividades ordinarias de forma que represente la transferencia de bienes o servicios comprometidos con clientes a cambio de un importe que refleje la contraprestación a la cual la entidad espera tener derecho a cambio de dichos bienes o servicios.

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a los Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

La NIIF 15, establece un modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes basado en 5 etapas que son:

Etapa 1: Identificar el contrato o contratos con clientes.

Etapa 2: Identificar las obligaciones de desempeño en el contrato.

Etapa 3: Determinar el precio de la transacción.

Etapa 4: Asignar el precio de la transacción entre las obligaciones de desempeño del contrato.

Etapa 5: Reconocer el ingreso de actividades ordinarias cuando (o a medida que) la entidad satisface una obligación de desempeño.

La NIIF 15 sustituye las siguientes normas internacionales de contabilidad e interpretaciones: NIC 11: Contratos de Construcción, NIC 18: Ingresos de Actividades Ordinarias, CINIIF 13: Programas de Fidelización de Clientes, CINIIF 15: Acuerdos para la Construcción de Inmuebles, CINNIF 18: Transferencia de Activos Procedentes de Clientes y SIC 31: Ingresos – Permutas de Servicios de Publicidad.

De acuerdo con lo establecido por esta norma el Grupo efectuó la transición a la NIIF 15 a partir del 1 de enero de 2018, utilizando el enfoque retrospectivo modificado, que considera el efecto por adopción en las utilidades acumuladas y no re expresar la información financiera comparativa.

En el proceso de adopción de la NIIF 15, el Grupo ha considerado lo siguiente:

Enfoque de cartera:

El Grupo obtienen sus principales flujos de ingresos por la venta de bienes y/o la prestación de servicios basados en la generación de energía en los Mercados Mayorista, No Regulado y Bolsa, al igual que la distribución y comercialización de energía eléctrica en el mercado regulado; igualmente suministra Gas a diferentes agentes del mercado y realiza actividades afines, conexas, complementarias; así como la comercialización de productos en beneficio para los clientes.

La solución práctica del párrafo 4 de la NIIF 15, permite aplicar esta norma a una cartera de contratos; por esta razón el Grupo a través de la identificación de los flujos de ingresos definió los grupos de contratos con clientes que poseen características similares en los términos y condiciones contractuales (categorías).

Estas categorías fueron determinados utilizando las siguientes tipificaciones: a) Tipo de bienes o servicios ofrecidos (electricidad, servicios de valor añadido); b) Tipología de mercado (regulado, no regulado); o c) Tipo de cliente (tamaño, tipo, sector); las cuales siguiendo el modelo de 5 pasos y temas especiales de la NIIF 15, permiten la identificación de los bienes y/o servicios prometidos en los contratos.

Contratos con múltiples bienes y/o servicios:

La NIIF 15 en los párrafos 26 al 30, establece que: un contrato con múltiples bienes y/o servicios se presenta, cuando el Grupo identifica varias obligaciones de desempeño en la transferencia de bienes y/o servicios ofrecidos a los clientes, y estas pueden ser satisfechas de manera independiente.

A continuación se detalla el análisis realizado, sobre los diferentes contratos relacionados con la prestación de bienes y/o servicios que el Grupo ofrece a sus clientes:

Consideración como Principal o Agente:

La NIIF 15 en los párrafos B34 al B38 establece que cuando se encuentre involucrado un tercero en proporcionar bienes y/o servicios a un cliente, el Grupo deberá determinar si el compromiso de cumplir con

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a los Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

las obligaciones de desempeño está a su cargo o a cargo de una tercera parte. En caso que el Grupo controle los bienes y/o servicios comprometidos con los clientes y satisfaga las obligaciones de desempeño por sí misma, esta actúa como principal. En caso contrario actúa como agente.

Cuando el Grupo controla y satisface las obligaciones de desempeño con los clientes actúa como principal y reconoce como ingreso el importe bruto de la contraprestación a la que espera tener derecho a cambio de los bienes y/o servicios transferidos. Cuando el control y satisfacción de las obligaciones de desempeño están a cargo de una tercera parte; el Grupo actúa como agente y reconoce los ingresos por el importe neto de la contraprestación que tiene derecho.

Costos del contrato:

La NIIF 15 en los párrafos 91 al 98, permite reconocer un activo por los costos de obtener o cumplir un contrato.

En los contratos bajo el alcance de esta categoría analizados, el Grupo determinó que no incurre en costos para la obtención de contratos; por lo tanto, no reconoce costos incrementales de obtención de contratos, o de cumplir contratos.

Acuerdos de concesión:

En los contratos analizados no se presentan acuerdos de concesión ni posibles impactos que se originen por los mismos en la adopción de la NIIF 15.

De acuerdo al análisis realizado en la implementación de la NIIF 15, no se determinó cambios que afecten la política actual de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias, ni impactos en los estados financieros derivados de la adopción.

Otros ingresos: esta categoría está conformada principalmente los contratos de operaciones con partes relacionadas y se considera que no presentan contratos con múltiples bienes y servicios.

Codensa S.A. E.S.P. y sus Filiales

Contratos con múltiples bienes y/o servicios:

A continuación se detalla el análisis realizado, sobre los diferentes contratos relacionados con la prestación de bienes y/o servicios que el Grupo ofrece a sus clientes:

Distribución y Comercialización Energía, Clientes Mercado Regulado: es la categoría más significativo y está compuesta por el contrato de condiciones uniformes al cual se adhieren todos los clientes que se vinculen y cumplan con las características normativas para pertenecer al mercado regulado; las obligaciones de desempeño identificadas en este clúster son: prestación del servicio de energía, servicio de conexión, reconexiones y revisión de medidores; las cuales representan bienes o servicios distintos que no son sustancialmente los mismos y tienen patrones de transferencia distintos. Por lo tanto, se considera que el contrato de condiciones uniformes presenta múltiples bienes y/o servicios.

Suministro servicio Alumbrado Público con Distrito Bogotá: esta categoría está compuesto por el contrato de suministro y pago del servicio de alumbrado público con el Distrito Capital e incluye el servicio de alquiler de infraestructura que está bajo el alcance de otras normas; se han identificado dos obligaciones de desempeño: la prestación del servicio de energía y el servicio de mantenimiento; en consecuencia el contrato en análisis contiene la prestación dos servicios comprometidos.

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a los Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

Suministro servicio Alumbrado Público con Municipios: corresponde a los contratos de servicios de alumbrado público y/o de alquiler de infraestructura, firmados con los municipios; los servicios de alquiler de infraestructura de alumbrado público están bajo el alcance de otras normas y el servicio de alumbrado público bajo el alcance de la NIIF 15, en consecuencia se han identificado dos obligaciones de desempeño: la prestación del servicio de energía y el servicio de mantenimiento; por lo tanto, el contrato mencionado puede contener más de un servicio comprometido.

Transporte de energía - Peajes y transmisión: se agrupa en esta categoría el servicio de distribución de energía relacionado con el uso de las redes de distribución del Grupo por otros comercializadores, este servicio se enmarca en la Resolución 156 de 2011 expedida por la Comisión de Energía y Gas de Colombia y por medio de la cual se establece el Reglamento de Comercialización del servicio público de energía eléctrica, como parte del Reglamento de Operación. El Grupo actúa como principal y ha identificado como única obligación de desempeño el uso de la red de distribución y en este sentido no presentan múltiples bienes y/o servicios asociados a esta categoría.

Empresariales y de gobierno: esta categoría está conformado por diversos contratos firmados para la venta de bienes y/o la prestación de servicios con clientes empresariales o de gobierno y presenta la siguiente división de acuerdo a los bienes o servicios prometidos:

- a) **Contrato de colaboración y financiación de bienes y servicios:** la obligación de desempeño consiste en la promoción, originación, administración, facturación y recaudo de los servicios financieros exclusivos a los usuarios del Grupo; por lo tanto, no es un contrato con múltiples bienes y/o servicios comprometidos con los clientes y el Grupo actúa como agente.
- b) **Conexión, administración, operación y mantenimiento:** las obligaciones de desempeño identificadas son: i) el suministro, pruebas y puesta en servicio de la red de comunicaciones, ii) la revisión de diseños de conexión, inspección de la construcción, montaje, pruebas y puesta en servicio, iii) administración, operación y mantenimiento del módulo de línea y iv) supervisión de las señales del punto de conexión desde el centro de control del Grupo; como resultado se presentan múltiples bienes y/o servicios comprometidos con los clientes que son controlados y satisfechos por el Grupo.
- c) **Oferta mercantil - mandato gestión comercial:** la gestión comercial de productos, obras y/o servicios es la única obligación de desempeño; en consecuencia el contrato no contiene múltiples bienes y/o servicios comprometidos con los clientes y el Grupo actúa como agente.
- d) **Contratos de colaboración – Seguros:** existe una obligación de desempeño que es la comercialización y disposición de los canales de comercialización; el Grupo actúa como agente y el contrato no presenta múltiples bienes y/o servicios comprometidos con los clientes.
- e) **Trabajos de obras eléctricas:** las obligaciones de desempeño identificadas son el acceso a los clientes del Grupo para prestación de servicios de obras eléctricas, el suministro de material seriado, el servicio de financiación; en este sentido el contrato contiene múltiples bienes y/o servicios comprometidos con los clientes; cuando el Grupo controla los bienes y/o servicios comprometidos y satisface las obligaciones de desempeño por sí misma, actúa como principal, en caso contrario actúa como agente.
- f) **Seguros y publicaciones:** se identifican como obligaciones de desempeño: Los Servicios de promoción, facturación y recaudo a través de las facturas de servicio público de energía y la entrega de pólizas y contratos; observando que el contrato contiene múltiples bienes y/o servicios

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a los Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

comprometidos con los clientes, el Grupo no controla los bienes y/o servicios comprometidos y no satisface las obligaciones de desempeño por sí misma, es decir; actúa como agente.

- g) **Maniobras de desenergización:** la obligación de desempeño consiste en la prestación del servicio de operación para la desenergización de las redes de propiedad del Grupo; por lo tanto, no es un contrato con múltiples bienes y/o servicios comprometidos con los clientes y el Grupo actúa como principal.
- h) **Otras obras y proyectos eléctricos:** considera como obligaciones de desempeño las obras y proyectos eléctricos referentes a traslado de redes de alta tensión y la iluminación (Diseño gráfico y diseño constructivo de alumbrado navideño); como resultado se presentan múltiples bienes y/o servicios comprometidos con los clientes y el Grupo actúa como principal.
- i) **Convenio de cooperación redes eléctricas:** tiene como obligación de desempeño las obras y proyectos eléctricos relacionados con la instalación, protección, traslado, reposición o reubicación de las redes eléctricas; por ende el contrato no contiene múltiples bienes y/o servicios comprometidos con los clientes y el Grupo actúa como principal.
- j) **Insertos publicidad:** la obligación de desempeño es imprimir, insertar y entregar información publicitaria en la factura; en consecuencia no es un contrato con múltiples bienes y/o servicios comprometidos con los clientes y el Grupo actúa como principal.
- k) **Equipos de medida:** Tiene como obligación de desempeño el suministro de material seriado (medidores, transformadores de corriente y de potencia y sellos); en este sentido el contrato no presenta múltiples bienes y/o servicios comprometidos con los clientes y el Grupo actúa como principal.

A continuación se detalla el análisis de contraprestaciones variables efectuado a las categorías:

Distribución y Comercialización Energía, Clientes Mercado Regulado y Transporte de energía - Peajes y transmisión: La contraprestación es regulada para la prestación del servicio de energía y se refleja neta de las compensaciones a clientes, para las demás obligaciones de desempeño existen precios de libertad vigilada que son publicados por el Grupo y están bajo la vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios; por lo tanto, no existen contraprestaciones variables en razón a que los clientes vinculados a estas categorías no tienen expectativas validas que estén relacionadas con: las prácticas comerciales del Grupo, sus políticas publicadas o declaraciones específicas; en razón a que no se otorgan descuentos, no se generan devoluciones, reembolsos, créditos, reducciones de precio u otros elementos similares.

Suministro servicio Alumbrado Público con Distrito Bogotá, Suministro servicio Alumbrado Público con Municipios y Servicios empresariales y de gobierno: La contraprestación prometida corresponde a los precios ofertados o negociados por el Grupo con los clientes; por lo tanto, no se presentan contraprestaciones variables ya que los precios son previamente pactados y no se otorgan descuentos, reembolsos, incentivos, primas de desempeño u otro tipo de beneficios que afecten los importes a recibir de los clientes.

Contratos con modificaciones:

La NIIF 15 en el párrafo 18 establece que se presentan contratos con modificaciones cuando se presentan cambios en el alcance o en el precio aprobados por las partes, que crean nuevos derechos y obligaciones exigibles en el contrato a cambio de los bienes y o servicios ofrecidos a los clientes.

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

El Grupo con el análisis que efectuó a los flujos de ingresos y las categorías asociadas, determinó que no hay impacto, debido no se producen cambios que proporcionen nuevos bienes o servicios o se presenten modificaciones en los precios que estén fuera de las condiciones previamente acordadas o reguladas. Los cambios que se identificaron están relacionados con las fechas de inicio o terminación del contrato o con los precios; sin que estos alteren la contraprestación acordada entre las partes para el suministro de bienes y/o la prestación de servicios.

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial

Contratos con múltiples bienes y/o servicios:

A continuación se detalla el análisis realizado, sobre los diferentes contratos relacionados con la prestación de bienes y/o servicios que el Grupo ofrece a los clientes:

- **Venta de Energía Mercado Mayoristas, No Regulado y Combustibles:** La negociación de los precios de la transacción pueden ser: a precios fijos, a precios fijos con factor de bolsa, o a precios de bolsa y se indexan al índice de precios al productor (IPP), o de acuerdo a la regulación enmarcada en cada uno de los contratos en el caso de combustibles.

Se pueden presentar algunas contraprestaciones variables debido a descuentos ofrecidos en negociaciones con los clientes, por lo que el Grupo estima el importe al que tiene derecho por la transferencia de bienes y/o servicios a los clientes.

- **Venta de Energía Mercado No Regulado:** Para este servicio se identificó una obligación de desempeño, que es la venta de energía eléctrica a los clientes de este mercado. Por lo tanto no existen contratos con múltiples bienes y servicios asociados a este mercado. En el Mercado No Regulado, en el que el Grupo suministra bienes y/o servicios, el Grupo actúa como principal.
- **Mercado de Energía en Bolsa:** Se presentan tres obligaciones de desempeño que son: Venta de energía, despacho por seguridad y otros servicios complementarios; las cuales representan una promesa de transferir una serie de bienes y/o servicios distintos que son sustancialmente los mismos y que tienen el mismo patrón de transferencia al cliente. Por lo tanto no se considera que el contrato en el mercado bolsa presenta múltiples bienes y servicios a los clientes. En el mercado de energía en bolsa el Grupo suministra sus bienes y/o servicios, el Grupo actúa como principal.
- **Venta de combustibles:** Dependiendo del contrato se pueden presentar una o dos obligaciones de desempeño que son:

- Suministro de gas.
- Suministro de gas y transporte.

No se presentan contratos con múltiples bienes y servicios debido a que las obligaciones de desempeño son altamente interdependientes y tienen el mismo patrón de transferencia a los clientes finales. En este mercado el Grupo actúa como principal.

- **Otros Ingresos:** El Grupo tiene en este rubro ingresos bajo el alcance de la NIIF 15 que corresponden al cargo por confiabilidad.

En el cargo por confiabilidad la obligación de desempeño es la entrega de energía en firme a los agentes del mercado secundario. Este mercado no presenta múltiples bienes y servicios. En los cargos por confiabilidad el Grupo actúa como principal.

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

- **Contrato de disponibilidad del muelle con Emgesa S.A. E.S.P.:** Es el principal concepto y está compuesto por el contrato de disponibilidad portuaria y la obligación de desempeño identificada en este clúster es la prestación del servicio de muellaje y en consecuencia el contrato en análisis contiene la prestación de un solo servicio comprometido y el Grupo actúa como principal.
- **Servicio de muellaje otros usuarios:** este concepto está compuesto por los contratos de servicios portuarios firmados con usuarios diferentes a Emgesa S.A. E.S.P. y se identifica una obligación de desempeño que es la prestación del servicio de muellaje; por lo tanto, el contrato contiene la prestación de un solo servicio comprometido y el Grupo actúa como principal.

A continuación se detalla el análisis de contraprestaciones variables efectuado a las categorías:

- **Venta de Energía Mercado Mayoristas, No Regulado y Combustibles:** La negociación de los precios de la transacción pueden ser: a precios fijos, a precios fijos con factor de bolsa, o a precios de bolsa y se indexan al índice de precios al productor (IPP), o de acuerdo a la regulación enmarcada en cada uno de los contratos en el caso de combustibles.

Se pueden presentar algunas contraprestaciones variables debido a descuentos ofrecidos en negociaciones con los clientes, por lo que el Grupo estima el importe al que tiene derecho por la transferencia de bienes y/o servicios a los clientes.

- **Mercado de Energía en Bolsa:** La negociación de los precios en este mercado es regulado y está fijado por el mercado (oferta y demanda) con el fin que el administrador del sistema (XM) ejecute, liquide y recaude los valores monetarios a los agentes que intervienen en este mercado. No hay contraprestaciones variables ya que no se presentan modificaciones en los precios regulados de oferta y demanda establecidos en este mercado.
- **Otros Ingresos:** En la asignación de precios en el cargo por confiabilidad se utiliza un mecanismo de mercado que propende a la eficiencia de la subasta de las obligaciones de energía en firme. Lo anterior no supone contraprestaciones variables ya que en la determinación del precio no se presentan modificaciones por variables como descuentos o rebajas en los precios que no estén establecidos por el mercado.
- **Contrato de disponibilidad del muelle con Emgesa S.A. E.SP.:** Es el principal concepto, compuesto por el contrato de disponibilidad portuaria firmado con Emgesa S.A. E.S.P.; la única obligación de desempeño identificada es la prestación del servicio de muellaje, en consecuencia este contrato contiene la prestación de un solo servicio comprometido en el que el Grupo actúa como principal.

Enel Green Power S.A. E.S.P. y su Filial

El Grupo no ha tenido impactos en los estados financieros por la puesta en marcha de la NIIF 15, debido a que no se han generado ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes, ya que los proyectos que generan estos ingresos a la emisión de los presentes estados financieros, no han entrado en operación.

3.2. Políticas Contables aplicables para los estados financieros combinados de propósito especial

Las principales políticas contables aplicadas en la elaboración de los estados financieros combinados de propósito especial adjuntos, han sido las siguientes:

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a los Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

3.2.1. Instrumentos financieros

3.2.1.1. Efectivo y otros medios de liquidez equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación financiera se registra el efectivo en caja, saldos en bancos, depósitos a plazo y otras inversiones a corto plazo, (igual o inferior a 90 días desde la fecha de inversión de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que tienen un bajo riesgo de cambios en su valor.

3.2.1.2. Activos financieros

El Grupo clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías de medición: los que se miden al valor razonable y los que se miden al costo amortizado. Esta clasificación depende de si el activo financiero es un instrumento de deuda o de patrimonio.

3.2.1.2.1. Instrumento de deuda

Con la entrada en vigencia de la NIIF 9 a partir del 1 de enero de 2019, la clasificación de los activos financieros a costo amortizado se mantiene y la de activos financieros a valor razonable se amplía; en la versión anterior solamente se contemplaba activos financieros al valor razonable con cambios en resultados, ahora se adiciona la clasificación de activos financieros al valor razonable con cambios en otro resultado integral.

(a) Activos financieros al costo amortizado

Un instrumento de deuda se clasifica como medido al "costo amortizado" sólo si los siguientes criterios se cumplen: el objetivo del modelo de negocio del Grupo es mantener el activo para obtener los flujos de efectivo contractuales, y los términos contractuales dan lugar en fechas especificadas a recibir flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses sobre el capital pendiente de pago.

La naturaleza de los derivados implícitos en una inversión de deuda se considera para determinar si los flujos de efectivo de la inversión son únicamente pagos de capital e intereses sobre el capital pendiente de pago, y en ese caso no se contabilizan por separado.

(b) Activos financieros al valor razonable con cambios en otro resultado integral

Los activos financieros que se mantienen para el cobro de flujos de efectivo contractuales y para vender los activos, donde los flujos de efectivo de los activos representan solo pagos de principal e intereses, y que no son designados al valor razonable con cambios en resultados, se miden al valor razonable con cambios en otro resultado integral. Los movimientos en el importe en libros se toman a través de otro resultado integral, excepto por el reconocimiento de ganancias o pérdidas por deterioro, ingresos por intereses y ganancias y pérdidas cambiarias en el costo amortizado del instrumento que se reconocen en el estado de resultados. Cuando el activo financiero se da de baja en cuentas, la ganancia o pérdida acumulada previamente reconocida en otro resultado integral se reclasifica de patrimonio al estado de resultados. Los ingresos por intereses de estos activos financieros se incluyen en "ingresos por intereses" utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

(c) Activos financieros al Valor razonable con cambios en resultados

Los activos que no cumplen los requisitos para costo amortizado o valor razonable con cambios en otro resultado integral se miden al valor razonable con cambios en resultados. Una pérdida o ganancia en un

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a los Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

instrumento de deuda que se mide posteriormente al valor razonable con cambios en resultados y no es parte de una relación de cobertura se reconoce en el estado de resultados para el periodo en el que surge, a menos que surja de instrumentos de deuda que fueron designados al valor razonable o que no son mantenidos para negociar. Los ingresos por intereses de estos activos financieros se incluyen en "ingresos por intereses" utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

3.2.1.2.2. Instrumento de patrimonio

Todos los instrumentos de renta variable se miden por su valor razonable. Los instrumentos de patrimonio que se mantienen para negociar se valoran a valor razonable con cambios en resultados. Para el resto de instrumentos de patrimonio, el Grupo puede realizar una elección irrevocable en el reconocimiento inicial para reconocer los cambios en el valor razonable con cargo a los otros resultados integrales en el patrimonio, en lugar de los resultados.

3.2.1.2.3. Instrumentos financieros derivados y actividades de cobertura

Los derivados se reconocen inicialmente a su valor razonable en la fecha en que se celebra el contrato y son permanentemente remedidos a su valor razonable.

Si los instrumentos financieros derivados no califican para ser reconocidos a través del tratamiento contable de coberturas, se registran a su valor razonable a través del estado de resultados. Cualquier cambio en el valor razonable de estos derivados se reconoce inmediatamente en el estado de resultados como "otras ganancias/pérdidas, neto". Si son designados para cobertura el método para reconocer la ganancia o pérdida resultante de los cambios en los valores razonables de los derivados depende de la naturaleza del riesgo y partida que se está cubriendo.

El Grupo designa ciertos derivados como:

- (a) coberturas del valor razonable de activos o pasivos reconocidos (cobertura de valor razonable);
- (b) coberturas de un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocidos o de una transacción prevista altamente probable (cobertura de flujos de efectivo) o
- (c) coberturas de inversiones netas en una operación en el extranjero (cobertura de inversión neta).

El Grupo documenta, al inicio de la cobertura, la relación entre los instrumentos de cobertura y las partidas cubiertas, así como sus objetivos y estrategia de administración de riesgos que respaldan sus transacciones de cobertura. El Grupo además documenta su evaluación, tanto al comienzo de la cobertura como periódicamente, de si los derivados usados en las transacciones de cobertura son altamente efectivos para compensar los cambios en los valores razonables o en los flujos de efectivo de las partidas cubiertas.

El total del valor razonable de los derivados usados como cobertura se clasifica como activo o pasivo no corriente cuando el vencimiento del remanente de la partida cubierta es mayor a 12 meses, y se clasifica como activo o pasivo corriente cuando el vencimiento del remanente de la partida cubierta es menor a 12 meses. Los derivados que no son usados para cobertura o que son mantenidos para ser negociados se clasifican como activos o pasivos corrientes.

(a) Coberturas de valor razonable

Los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y califican como coberturas de

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a los Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

valor razonable se registran en el estado de resultados, y la ganancia o pérdida de la partida cubierta atribuible al riesgo cubierto ajustan el importe en libros de la partida cubierta y se reconocen en los resultados del período. La ganancia o pérdida relacionadas con la porción efectiva de los derivados se reconoce en el estado de resultados como “gastos financieros”, al igual que la porción inefectiva que también se reconoce en el estado de resultados pero como “otras ganancias/ (pérdidas), neto”.

Si la cobertura deja de cumplir con los criterios para ser reconocida a través del tratamiento contable de coberturas, el ajuste en el valor en libros de la partida cubierta, se amortiza en los resultados utilizando el método de interés efectivo, en el período remanente hasta su vencimiento.

(b) Coberturas de flujos de efectivo

La porción efectiva de los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y que califican como coberturas de flujos de efectivo se reconoce en otros resultados integrales. La ganancia o pérdida relativa a la porción inefectiva se reconoce inmediatamente en el estado de resultados como “otras ganancias/ (pérdidas), neto”.

Los montos acumulados en el patrimonio neto se registran en el estado de resultados en los períodos en los que la partida cubierta los afecta (por ejemplo, cuando la venta proyectada cubierta ocurre). Sin embargo, cuando la transacción prevista cubierta da como resultado el reconocimiento de un activo no financiero, las ganancias o pérdidas previamente reconocidas en el patrimonio se transfieren del patrimonio y se incluyen como parte del costo inicial del activo. Los montos capitalizados son finalmente reconocidos en el costo de ventas cuando se venden los productos vendidos, si se trata de inventarios, o en la depreciación, si se trata de propiedades, planta y equipo.

Cuando un instrumento de cobertura expira o se vende, o cuando deja de cumplir con los criterios para ser reconocido a través del tratamiento contable de cobertura, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio a esa fecha permanece en el patrimonio y se reconoce cuando la transacción proyectada afecte al estado de resultados. Cuando se espere que ya no se producirá una transacción proyectada la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere inmediatamente al estado de resultados como “otras ganancias/(pérdidas), neto”.

(c) Coberturas de inversión neta en el exterior

Las coberturas de inversiones netas de operaciones en el exterior se contabilizan de manera similar a las coberturas de flujos de efectivo. Cualquier ganancia o pérdida del instrumento de cobertura relacionada con la porción efectiva de la cobertura se reconoce en otros resultados integrales. La ganancia o pérdida relacionada con la porción inefectiva de la cobertura se reconoce inmediatamente en resultados como “otras ganancias/pérdidas, neto”.

Las ganancias y pérdidas acumuladas en el patrimonio se transfieren al estado de resultados cuando la operación en el exterior se vende o se le da parcialmente de baja.

A la fecha de los presentes estados financieros el Grupo no tiene cobertura de inversiones en el exterior.

3.2.1.3. Pasivos Financieros

Los pasivos financieros se clasifican como medidos posteriormente al costo amortizado, excepto por los pasivos financieros al valor razonable con cambios en resultados; esta clasificación aplica a los derivados constituidos para cubrir obligaciones que reflejan la estrategia que tiene la Compañía para cubrir los riesgos de mercado asociados a la tasa de interés o al tipo de cambio.

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

3.2.1.3.1. Deudas (Obligaciones financieras y bonos)

Las deudas se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos incurridos en la transacción.

Las deudas se registran posteriormente a su costo amortizado; cualquier diferencia entre los fondos recibidos (neto de los costos de la transacción) y el valor de redención se reconoce en el estado de resultados durante el período del préstamo usando el método de interés efectivo.

Los costos incurridos para obtener las deudas se reconocen como costos de la transacción en la medida que sea probable que una parte o toda la deuda se recibirán. En este caso los honorarios se diferirán hasta que el préstamo se reciba. En la medida que no haya evidencia de que sea probable que una parte o toda la deuda se reciba, los honorarios se capitalizan como gastos pagados por anticipado por servicios para obtener liquidez y se amortizan en el período del préstamo con el que se relacionan.

Los préstamos se clasifican en el pasivo corriente a menos que el Grupo tenga el derecho incondicional de diferir el pago de la obligación por lo menos 12 meses contados desde la fecha del balance. A la fecha de presentación de estos estados financieros, el Grupo posee deuda en bonos y préstamos; y por ser inmateriales, los costos de las transacciones se han llevado a resultados en el momento de la emisión de los títulos.

Los costos de deudas generales y específicas directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial para estar preparados para su uso o venta previstos, se añaden al costo de dichos activos, hasta el momento en que los activos estén sustancialmente preparados para su uso o venta. Los ingresos por inversiones obtenidos en la inversión temporal de recursos obtenidos de deudas específicas que aún no se han invertido en activos cualificados se deducen de los costos por intereses susceptibles de capitalización. Todos los demás costos de deudas son reconocidos en el estado de resultados en el período en el cual se incurren.

3.2.1.4. Activos Financieros y Pasivos Financieros con Partes Relacionadas

Los créditos y deudas con partes relacionadas se reconocen inicialmente por su valor razonable más los costos de transacción directamente atribuibles. Con posterioridad al reconocimiento inicial, estos créditos y deudas se miden por su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva. La amortización de la tasa de interés se reconoce en el estado de resultados como ingresos o costos financieros o como otros ingresos o gastos operativos, según cuál sea la naturaleza del activo o el pasivo que la origina.

3.2.1.5. Cuentas por pagar comerciales

Las cuentas por pagar comerciales son obligaciones de pago por bienes o servicios que se han adquirido de los proveedores en el curso ordinario de los negocios. Las cuentas por pagar se clasifican como pasivos corrientes, si el pago debe ser efectuado en un período de un año o menos (o en el ciclo normal de explotación de la empresa si es más largo). Si el pago debe ser efectuado en un período superior a un año se presentan como pasivos no corrientes.

Las cuentas por pagar comerciales se reconocen inicialmente a su valor razonable y la medición posterior es a su costo amortizado usando el método de interés efectivo.

3.2.1.6. Reconocimiento y medición

Compras y ventas convencionales de activos financieros se reconocen en la fecha de negociación, que es la fecha en la cual el Grupo se compromete a adquirir o vender el activo. Los activos financieros se dan de

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a los Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

baja cuando los derechos a recibir flujos de efectivo han vencido o se han transferido y el Grupo ha traspasado sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad.

En el reconocimiento inicial, el Grupo valora los activos financieros a su valor razonable más, en el caso de un activo financiero que no se mide al valor razonable con cambios en resultados, los costos de transacción que son directamente atribuibles a la adquisición del activo financiero. Los costos de transacción de activos financieros que se miden a su valor razonable con cambios en resultados se contabilizan directamente en la cuenta de resultados.

Las ganancias o pérdidas de un instrumento de deuda que se valora posteriormente a su valor razonable y no es parte de una relación de cobertura se reconocen en los resultados y se presentan en el estado de resultados dentro de "otras (pérdidas) / ganancias - neto" en el período en que se producen.

Las ganancias o pérdidas de un instrumento de deuda que se valora posteriormente a su costo amortizado y no forma parte de una relación de cobertura se reconocen en los resultados del período cuando el activo financiero se da de baja o se deteriora y a través del proceso de amortización utilizando el método de interés efectivo.

Posteriormente, el Grupo mide todos los instrumentos de patrimonio a valor razonable. Cuando la Gerencia haya elegido presentar ganancias o pérdidas de valor razonable no realizadas y realizadas y pérdidas en instrumentos de patrimonio en otros resultados integrales, no pueden ser registradas las ganancias y pérdidas de valor razonable en los resultados del ejercicio. Los dividendos de los instrumentos de patrimonio son reconocidos en los resultados, siempre y cuando representen un retorno de la inversión.

El Grupo debe reclasificar todos los instrumentos de deuda afectados cuando, y sólo cuando su modelo de negocio para la gestión de los activos financieros cambie.

Compensación de instrumentos financieros

Activos y pasivos financieros se compensan y su monto neto se presenta en el estado de situación financiera cuando existe un derecho legalmente exigible de compensar los importes reconocidos y la Gerencia tenga la intención de liquidar la cantidad neta o de realizar el activo y cancelar el pasivo simultáneamente.

3.2.1.7. Valores razonables de inversiones

Los valores razonables de las inversiones con cotización bursátil se basan en su precio de cotización vigente. Si el mercado para un instrumento financiero no es activo (o el instrumento no cotiza en bolsa) el Grupo establece su valor razonable usando técnicas de valuación apropiadas a la circunstancia.

Estas técnicas incluyen el uso de los valores observados en transacciones recientes efectuadas bajo los términos de libre competencia, la referencia a otros instrumentos que son sustancialmente similares, análisis de flujos de efectivo descontados y modelos de opciones haciendo máximo uso de información de mercado y depositando el mayor grado de confianza posible en información interna específica de la Entidad.

3.2.2. Inventarios

Las existencias de inventarios incluyen los materiales sobre los que se han adquirido los riesgos y los beneficios típicos de la propiedad, en esta clasificación se encuentran materiales como los administrados en los almacenes del operador logístico del Grupo.

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

Los inventarios se muestran en el activo corriente en los estados financieros, incluso si se realizan después de 12 meses, en la medida en que se considera que pertenecen al ciclo de funcionamiento ordinario.

El costo de los inventarios está compuesto por el costo de compra, y todos los costos directa o indirectamente atribuibles al inventario, por ejemplo: transporte, los derechos de aduana, seguros, impuestos indirectos no recuperables, etc. y neto de los descuentos, bonificaciones y primas de carácter comercial.

El costo se mide de acuerdo con el método “promedio ponderado”, que considera las unidades de un artículo comprado en diferentes fechas y a diferentes costos, pertenecientes a un conjunto en el que las compras individuales ya no son identificables, pero son todos igualmente disponibles.

El costo promedio ponderado debe incluir cargos adicionales por ejemplo: costos por fletes marítimos, gastos de aduanas, seguros, etc. imputables y adquiridos durante el período.

El costo de los inventarios puede no ser recuperable si los inventarios están dañados, si se encuentran parcial o totalmente obsoletos, o en algunos casos por baja rotación.

Los materiales obsoletos son entendidos como aquellos que no se espera que sean vendidos o utilizados en el ciclo de funcionamiento ordinario del Grupo, tales como, por ejemplo, chatarra y materiales tecnológicamente fuera de fecha. Se considera como materiales de lento movimiento los excedentes a un nivel de stock que puede considerarse razonable, de acuerdo con el uso normal esperado en el ciclo de funcionamiento ordinario. Los inventarios obsoletos y de lento movimiento tienen la posibilidad de uso o realización, que algunos casos representan su valor como venta de chatarra.

Los elementos de inventario que son consumidos en mantenimientos afectan los resultados del Grupo.

A la fecha de presentación de los estados financieros, el importe de los inventarios no supera su importe recuperable.

3.2.3. Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades discontinuadas

El Grupo clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta la propiedad, planta y equipo, los intangibles, las inversiones en asociadas, los negocios conjuntos y los grupos sujetos a desapropiación (grupo de activos que se van a enajenar junto con sus pasivos asociados), para los cuales en la fecha de cierre del estado de situación financiera se han iniciado gestiones activas para su venta y se estima que es altamente probable.

Estos activos o grupos sujetos a ser desapropiados se llevan al menor entre el importe en libros y el valor razonable menos los costos hasta la venta, y dejan de amortizarse o depreciarse desde el momento en que son clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta.

Los activos no corrientes mantenidos para la venta y los componentes de los grupos sujetos a desapropiación clasificados como mantenidos para la venta se presentan en el estado de situación financiera de la siguiente forma: Los activos en una única línea denominada “Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta” y los pasivos también en una única línea denominada “Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta”.

A su vez, el Grupo considera actividades discontinuadas a las líneas de negocio significativas y separables que se han vendido o se han dispuesto de ellas por otra vía o bien que reúnen las condiciones para ser clasificadas como mantenidas para la venta, incluyendo, en su caso, aquellos otros activos que junto con la línea de negocio forman parte del mismo plan de venta. Asimismo, se consideran actividades discontinuadas aquellas entidades adquiridas exclusivamente con la finalidad de revenderlas.

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

Los resultados después de impuestos de las actividades discontinuadas se presentan en una única línea del estado de resultados integral denominada “Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas”.

A la fecha de presentación de estos estados financieros de propósito general El Grupo no posee activos no corrientes mantenidos para la venta ni actividades discontinuadas.

A la fecha de presentación de estos estados financieros el Grupo ha clasificado como activos no corrientes mantenidos para la venta la pequeña central hidroeléctrica PCH Rio Negro. El Grupo no posee actividades discontinuadas.

3.2.4. Combinación de negocios

El Grupo en una combinación de negocios registra a valor razonable los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad filial, en la fecha de toma de control, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en otras NCIF. Si el valor razonable de la contraprestación transferida más el valor razonable de cualquier participación no controladas excede el valor razonable de los activos netos adquiridos de la filial, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de una compra a bajo precio, la ganancia resultante se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir el valor razonable estos montos.

Para cada combinación de negocios, el Grupo elige si valora las participaciones no controladoras de la adquirida al valor razonable o por la parte proporcional de los activos netos identificables de la adquirida. Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, la sociedad informará los valores provisionales registrados. Durante el período de medición, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores provisionales reconocidos y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento. En el caso de las combinaciones de negocios realizadas por etapas, en la fecha de adquisición, se mide a valor razonable la participación previamente mantenida en el patrimonio de la sociedad adquirida y la ganancia o pérdida resultante, si la hubiera, es reconocida en el resultado del ejercicio.

Los costos de adquisición incurridos se imputan a gastos y se presentan dentro de los gastos de administración en el estado de resultados.

3.2.5. Activos Intangibles

Los activos intangibles se reconocen inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran al costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso. El Grupo evalúa en el reconocimiento inicial si la vida útil de los activos intangibles es definida o indefinida y el periodo de amortización, el cual se revisa al final de cada ejercicio.

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y, en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores se explican en la política de deterioro de valor de los activos.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

(a) Gastos de investigación y desarrollo

El Grupo sigue la política de registrar como activo intangible en el estado de situación financiera los costos de los proyectos en la fase de desarrollo, siempre que su viabilidad técnica y rentabilidad económica estén razonablemente aseguradas.

Los gastos de investigación se reconocen directamente en los resultados del período.

(b) Otros activos intangibles

Estos activos corresponden fundamentalmente a programas informáticos, derechos, y servidumbres de paso. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente por el costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran al costo neto de la correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Las vidas en promedio utilizadas para la amortización son:

Codensa S.A. E.S.P. y su Filial

Concepto	Años de vida útil estimada	
	2018	2017
Costos de desarrollo	1-2	1-2
Licencias	3-3	3-3
Servidumbres	50-50	50-50
Programas informáticos	3-4	3-4

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial

Concepto	Años de vida útil estimada	
	2018	2017
Derechos *	20-50	20-50
Costos de desarrollo	1-5	1-5
Licencias	1-5	1-5
Programas informáticos	1-5	1-5
Otros activos identificables	1-5	1-5

(*) Hacen referencia a los derechos que el Grupo tiene registrada para obtener el usufructo del mayor caudal de agua útil proveniente de los proyectos Chingaza y Río Blanco. Su amortización se reconoce por el método de línea recta. De igual forma este rubro clasifica la prima de estabilidad jurídica para el proyecto el Quimbo la cual permite obtener beneficios tributarios por las inversiones realizadas en esta central; esta prima tiene una vida útil de 20 años de acuerdo a la vigencia de los beneficios tributarios.

Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.

La vida utilizada para la amortización de la concesión es de 20 años.

Enel Green Power Colombia S.A.S E.S.P. y su Filial

Concepto	Años de vida útil estimada	
	2018	2017
Licencias	3-3	3-3
Software	3-3	3-3

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a los Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

Actualmente el Paso S.A.S. E.S.P. no presenta activos intangibles en operación por lo que se encuentran en curso. La vida útil de los activos en curso, será definida por el Grupo en el momento de traslado a operación, teniendo en cuenta la estimación técnica realizada, por el fabricante y las áreas de negocio.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de propiedad, planta y equipo se reconocen como otras ganancias (pérdidas) en el estado de resultados integrales y se calculan deduciendo del monto recibido por la venta, el valor neto contable del activo y los gastos de venta correspondiente.

A la fecha de los presentes estados financieros el Grupo no posee activos intangibles con vida útil indefinida.

3.2.6. Propiedades, planta y equipo

Las propiedades, planta y equipo se reconocen inicialmente por su costo de adquisición y, posteriormente, se valoran al costo neto, de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Adicionalmente al precio pagado por la adquisición de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los costos por intereses generales y específicos que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que necesariamente requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar preparados para el uso previsto o la venta, se añaden al costo de esos activos, hasta que llega el momento en que los activos están sustancialmente preparados para el uso que se pretende o la venta. El Grupo define período sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión.
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso.
- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación. (Ver Nota 11).
- Son componentes de propiedad, planta y equipo las piezas de repuesto cuando cumplen con las características de reconocimiento de los activos, estas piezas no hacen parte del inventario de materiales.

Las construcciones en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el período de prueba, es decir cuando se encuentran disponibles para su uso y en las condiciones previstas por la gerencia, a partir de cuyo momento comienza su depreciación.

Los costos de ampliación, modernización o mejora que representan un aumento de la productividad, capacidad, eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes se capitalizan como mayor costo de los correspondientes bienes.

Las sustituciones o renovaciones de elementos completos que aumentan la vida útil del bien, o su capacidad económica, se registran como mayor valor de los respectivos bienes, retirando contablemente los elementos sustituidos o renovados.

Los desembolsos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación, se registran directamente en el estado de resultados como costo del período en que se incurrían.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

El Grupo, con base al resultado de las pruebas de deterioro considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos.

La propiedad, planta y equipo, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que el Grupo espera utilizarlos. La vida útil estimada y los valores residuales se revisan periódicamente y, si procede, se ajusta en forma prospectiva. A la fecha de presentación de estos estados financieros, el Grupo no considera significativo el valor residual de sus activos fijos.

Las siguientes son las principales clases de propiedad, planta y equipo junto a sus respectivas vidas útiles estimadas:

Codensa S.A. E.S.P.

Clases de propiedad, planta y equipo	Años de vida útil estimada	
	2018	2017
Edificios	20 - 40	20 - 40
Planta y equipos		
<i>Plantas hidráulicas (*)</i>	-	5 - 80
Plantas y equipos de distribución		
<i>Subestaciones</i>	20 - 40	20 - 40
<i>Red de alta tensión</i>	20 - 40	20 - 40
<i>Red de baja y media tensión</i>	10 - 35	10 - 35
<i>Equipos de medida y telecontrol</i>	10 - 20	10 - 20
<i>Vehículos</i>	5 - 5	5 - 5
<i>Mobiliario</i>	5 - 10	5 - 10
<i>Instalaciones fijas y accesorios</i>	5 - 15	5 - 15
<i>Equipamiento de tecnología de la información</i>	3 - 15	3 - 15

(*) En de octubre de 2018 la Junta Directiva aprobó iniciar el proceso de venta de la Pequeña Central Hidroeléctrica PCH Rio Negro. (Ver Nota 10)

En el 2014 se realizó la apertura de los activos eléctricos como subestaciones, líneas y redes en el sistema contable y se modificaron las vidas útiles remanentes promedio, las cuales se aplicaron a partir del 1 enero de 2015.

El cambio en las vidas útiles corresponde al promedio de cada categoría, el cual puede variar de un año a otro por el efecto de los activos totalmente depreciados.

Emgesa S.A. E.S.P.

Clases de propiedad, planta y equipo	Años de vida útil estimada	
	2018	2017
Plantas y equipos	19-85	19-85
Obra civil plantas y equipos	20-85	20-85
Equipos electromecánicos centrales Hidroeléctricas	20-35	20-35
Equipos electromecánicos centrales Termoeléctricas	19-40	19-40
Edificios	20-85	20-85
Instalaciones fijas y otras	5-35	5-35
Arrendamientos financieros	2-5	2-5

Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.

Clases de propiedad, planta y equipo	Años de vida útil estimada	
	2018	2017

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

Maquinaria y Equipo Sumergida	5-10	5-10
Maquinaria y Equipo Exterior	5-10	5-10
Maquinaria y equipo	5-10	5-10

Los terrenos no se deprecian por tener una vida útil indefinida. Sin embargo el Grupo definió que los predios inundados ubicados en las centrales de generación hidráulica son depreciables porque no tienen un uso específico luego de la finalización de la vida útil de la central, por lo anterior su costo se deprecia dentro de la línea de plantas, ductos y túneles a 75 años. Así mismo se definió que a partir de las exigencias ambientales establecidas en el Decreto 1076 de 2015 aplicable al proyecto El Quimbo, existe una obligación de desmantelamiento para la casa de máquinas, en un tiempo que la compañía ha estimado, en el escenario más conservador, de 50 años. (Ver Nota 15 provisiones).

Enel Green Power Colombia S.A.S E.S.P. y su Filial

Clases de propiedad, planta y equipo	Años de vida útil estimada	
	2018	2017
Maquinaria y equipo		
- Torres eólicas	20-20	20-20
- Estaciones solares	15-15	15-15
Equipo de computación	5-10	5-10
Muebles, enseres y equipo de oficina	3-10	3-10
Arrendamiento Financiero	3-5	3-5

Actualmente El Paso S.A.S. E.S.P no presenta activos tangibles en operación por lo que se encuentran en curso. La vida útil de los activos en curso, será definida por el Grupo en el momento del traslado a operación, teniendo en cuenta la estimación técnica realizada, por el fabricante y las áreas de negocio.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de propiedad, planta y equipo se reconocen como otras ganancias (pérdidas) en el estado de resultados integrales y se calculan deduciendo del monto recibido por la venta, el valor neto contable del activo y los gastos de venta correspondiente.

El exceso de la depreciación fiscal sobre la contable genera un efecto tributario que se registra como un impuesto diferido pasivo.

3.2.7. Deterioro de los activos

(a) Activos no financieros (excepto inventarios y activos por impuestos diferidos).

A lo largo del ejercicio y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio, se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Para Emgesa S.A. E.S.P. todos los activos operan de manera integral y que no pueden considerarse los flujos de efectivo de una central independiente del resto de los activos de generación; por lo anterior se toma como Unidad Generadora de Efectivo UGE el Grupo en su totalidad.

En Codensa S.A. E.S.P. se identifican en la actualidad dos Unidades Generadoras de Efectivo - UGEs, la de los activos de Distribución constituida por las líneas de transmisión, subestaciones, redes de distribución y equipos que permiten en forma conjunta prestar el servicio de distribuir electricidad a consumidores finales, localizados en cierta zona geográfica explícitamente limitada; y la de los activos

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

de Generación representada por la pequeña central hidroeléctrica PCH que fue recibida de la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. en el proceso de fusión efectuado el 1 de octubre de 2016.

El monto recuperable es el mayor entre el valor razonable menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiéndose por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor de recuperación de la propiedad, planta y equipo, de la plusvalía, y del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por el Grupo en prácticamente la totalidad de los casos. Para estimar el valor en uso, el Grupo prepara las proyecciones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Gerencia sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Estas proyecciones cubren, en general, los próximos diez años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector que se trate. Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos que recoge el costo de capital del negocio. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio.

En el caso de que el monto recuperable de la UGE sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo al rubro "Pérdidas por deterioro de valor (Reversiones)" del estado de resultados. Dicha provisión es asignada, en primer lugar, al valor de la plusvalía de la UGE, en caso de existir, y a continuación a los demás activos que la componen, prorrateando en función del valor contable de cada uno de ellos, con el límite de su valor razonable menos los costos de venta, o su valor de uso, y sin que pueda resultar un valor negativo.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en un activo en ejercicios anteriores, son revertidas cuando se produce un cambio en las estimaciones sobre su monto recuperable, aumentando el valor del activo con abono a resultados con el límite del valor en libros que el activo hubiera tenido de no haberse realizado el ajuste contable. En el caso de la plusvalía, los ajustes contables que se hubieran realizado no son reversibles.

(b) Activos financieros

Política aplicada para el año 2017

El Grupo evalúa al final de cada ejercicio si existe evidencia objetiva sobre el deterioro del valor de un activo financiero o grupo de activos financieros medidos al costo amortizado. Un activo financiero o un grupo de activos financieros está deteriorado y las pérdidas por deterioro del valor han sido incurridas, si existe evidencia objetiva del deterioro como resultado de uno o más eventos que hayan ocurrido después del reconocimiento inicial del activo (un "evento de pérdida") y que el evento de pérdida (o eventos) tiene un impacto en los flujos de efectivo futuros estimados del activo financiero o grupo de activos financieros que pueden calcularse de manera confiable.

Para determinar la necesidad de realizar un ajuste por deterioro en los activos financieros, se sigue el siguiente procedimiento:

Los activos que tienen origen comercial, el Grupo tiene definida una política para el registro de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, que se aplica con carácter general, excepto en aquellos casos en que exista alguna particularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

El Grupo efectuó un análisis con base en la naturaleza, deterioro y comportamiento de pago por tipo de cartera y naturaleza de clientes estableciendo lo siguiente:

Codensa S.A. E.S.P. y sus Filiales

Cartera de energía

Clase de Cartera	Antigüedad	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrado público municipios
Cartera de energía	<i>Entre 1 a 180 días</i>	2,7%	3,4%	4,3%	2,8%	4,5%
	<i>Entre 181 a 360 días</i>	32,3%	20,7%	17,7%	38,5%	11,9%
	<i>Mayor a 360 días</i>	100%	100%	100%	77,1%	100%
Cartera convenida	<i>Con 3 o menos cuotas de atraso</i>	24,6%	24,3%	42,0%	0,3%	17,9%
	<i>Con más de 3 cuotas de atraso</i>	100%	100%	100%	77,1%	100%
	<i>Concordatos</i>	100%	100%	100%	100%	100%
Cartera congelada	<i>Menor a 360 días</i>	77,7%	77,2%	76,9%	96,9%	96,9%
	<i>Mayor 360 días</i>	100%	100%	100%	100%	100%

El porcentaje de deterioro que se aplicará a la cartera de peajes, áreas de distribución y clientes no regulados es del 100% sobre la cartera con morosidad mayor a 360 días, y en casos especiales se realizará un análisis de forma individual como se menciona anteriormente.

El análisis de los porcentajes de deterioro se revisa con una periodicidad de dos años.

Otros negocios

Los siguientes porcentajes de provisión serán aplicados a la cartera del grupo servicios, obras eléctricas, trabajos a particulares, infraestructura y electrificadoras.

Provisión	Antigüedad
1,42%	Cartera corriente - 1 a 30 días
2,96%	Cartera entre 31 a 90 días de mora
8,15%	Cartera entre 91 a 180 días de mora
20,48%	Cartera entre 181 a 360 días de mora
100%	Cartera mayor a 360 días

El castigo de cartera se reconoce cuando se tenga la certeza jurídica o material de la pérdida de la deuda. Para que proceda este castigo debe demostrarse la insolvencia de los deudores, la falta de garantías reales o cualquier otra causa que demuestre la irrecuperabilidad cierta de la deuda.

- 2) Para el caso de los saldos a cobrar con origen financiero, la determinación de la necesidad de deterioro se realiza mediante un análisis específico en cada caso, sin que a la fecha de emisión de estos estados financieros existan activos financieros vencidos por monto significativo que no tengan origen comercial.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial

Cartera de Energía y Gas

% Deterioro

Clase de cartera y antigüedad

100%

Cartera con antigüedad superior a 360 días en mora

Se realizará una evaluación mensual de forma individual a la cartera de energía y gas que sea individualmente significativa y que presenten indicadores de deterioro. En el caso de la cartera que individualmente no sea significativa se evaluará el deterioro de valor de forma colectiva a partir del comportamiento histórico.

Análisis Individual de Cartera de 0 a 30 días:

El análisis de forma individual se realizará con base en evidencia objetiva del deterioro, el cual se genera como consecuencia de uno o más eventos que hayan ocurrido después del reconocimiento inicial del activo incluyendo la siguiente información observable:

1. Monto en riesgo mayo a \$ 100 Millones.
2. Análisis del deterioro financiero de los siguientes aspectos:
 - Evaluación de Factor de Riesgo Crédito (FRC) menor a 5 en los dos últimos años: con este índice se busca reflejar la capacidad de un cliente para responder con sus obligaciones de pago. Esta evaluación mide el riesgo de crédito que corresponde a la posibilidad de incumplimiento o incapacidad de pago de una contraparte. Se determina mediante una evaluación de antecedentes financieros, contables y de desempeño de la contraparte.
 - Calificación de cartera catalogada como D consecutiva en los últimos 6 meses.
 - Reportes en alertas tempranas en los últimos 6 meses.
3. Criterios observables del cliente como los siguientes:
 - Garantías en poder de la sociedad.
 - Admisión en procesos como concordato, acuerdo de reestructuración, de reorganización, causales de disolución por pérdidas o liquidación privada, obligatoria o judicial.
 - Procesos jurídicos, demandas instauradas, conceptos de abogados, etc.
 - Resoluciones o actos administrativos de entes regulatorios, que resuelvan y obliguen al Grupo a congelar los cobros.

Porcentaje
determinado
de acuerdo al
análisis

Con base en el análisis efectuado anteriormente se determinara el porcentaje a provisionar.

Análisis Individual de Cartera mayor a 30 y menor a 360 días:

Se realizará un proceso individual de evaluación mensual a la cartera de energía y gas mayor a 30 días y menor a 360 días, con base en la evidencia objetiva que tiene en cuenta información observable de nuestros clientes como:

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

- Evaluación anual de factor de riesgo Crédito (FRC): La evaluación del riesgo crédito se basa principalmente en aspectos cuantitativos provenientes de los balances y estados financieros de los clientes. Dichos balances y estados permitirán calcular índices financieros, los cuales se ponderan de forma tal que se obtiene un valor único que mide la capacidad de un cliente de responder a sus compromisos de pago. Factor de riesgo Crédito (FRC): es igual a la suma ponderada de varios índices (Liquidez ácida, cobertura de intereses, Endeudamiento, ROI, antigüedad del negocio, comportamiento de pago, antecedentes judiciales), cada uno de los cuales mide atributos financieros, contables o de desempeño de una empresa. El FRC varía en un rango de -2 a 10, y según su valor implica la exigencia de garantías a la empresa cliente.
- Garantías en poder de la sociedad.
- Admisión en procesos como concordato, acuerdo de reestructuración, de reorganización, causales de disolución por pérdidas o liquidación privada, obligatoria o judicial.
- Procesos jurídicos, demandas instauradas, conceptos de abogados, etc.
- Resoluciones o Actos administrativos de entes regulatorios, que resuelvan y obliguen al Grupo a congelar los cobros.

Con base en el análisis efectuado anteriormente se realizará el registro de la provisión correspondiente.

Toda cartera superior a 360 días es provisionada.

Otros deudores

Los siguientes porcentajes de provisión serán aplicados a la cartera de otros deudores del Grupo:

Provisión	Antigüedad
100%	Cartera mayor a 360 días

Adicionalmente a los porcentajes establecidos previamente para cada negocio, se pueden presentar casos especiales que indiquen la incobrabilidad de la cartera, los mismos serán evaluados por el área responsable estableciendo el tratamiento que se debe aplicar.

Para el caso de los saldos a cobrar con origen financiero, la determinación de la necesidad de deterioro se realiza mediante un análisis específico en cada caso, sin que a la fecha de emisión de estos estados financieros existan activos financieros vencidos por monto significativo que no tengan origen comercial.

Enel Green Power S.A E.S.P y su Filial

Un activo financiero o un grupo de activos financieros está deteriorado y las pérdidas por deterioro del valor han sido incurridas si existe evidencia objetiva del deterioro como resultado de uno o más eventos que hayan ocurrido después del reconocimiento inicial del activo (un "evento de pérdida") y que el evento de pérdida (o eventos) tiene un impacto en los flujos de efectivo futuros estimados del activo financiero o grupo de activos financieros que pueden calcularse de manera confiable.

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a los Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

Fundación Enel Colombia

La Fundación Enel revisa al menos anualmente las cuentas por cobrar para evaluar el deterioro. Para determinar si una pérdida por deterioro debe ser registrada en resultados, la Fundación realiza juicios sobre si hay alguna información observable que indique deterioro, y si es posible hacer una medición fiable de los flujos de efectivo futuros estimados. Esta evidencia puede incluir datos observables que indiquen que se ha producido un cambio adverso en el estado de pago de las contrapartes, o condiciones económicas nacionales o locales que se correlacionen con los impagos de los activos de las fundaciones.

La Gerencia utiliza estimaciones basadas en pérdidas históricas para activos con carácter de riesgo de crédito similares. La metodología e hipótesis utilizadas para la estimación de la cantidad y oportunidad de los flujos de efectivo futuros son revisadas regularmente para reducir cualquier diferencia entre las estimaciones de pérdidas y pérdidas efectivas.

Política aplicada para el año 2018

Codensa S.A. E.S.P. y sus Filiales

A partir del 1 de enero de 2018 con la entrada en vigencia de la NIIF 9, el Grupo determina la pérdida crediticia esperada en todos sus títulos de deuda, préstamos y cuentas por cobrar comerciales, ya sea por 12 meses o por el tiempo de vida de los activos, reconociendo el deterioro de manera anticipada desde el primer día y no esperando a que se dé algún evento que indique el deterioro del activo financiero.

La pérdida crediticia esperada se determinará periódicamente aplicando los modelos definidos por el grupo de la siguiente manera:

Modelo simplificado colectivo

Se aplica en general para la cartera comercial de Codensa S.A. E.S.P. considerando las siguientes categorías:

- Residencial
- Comercial
- Industrial
- Oficial
- Alumbrado Público y
- Otros Negocios (PSVA's)

El modelo toma como base la información estadística de tres años, a partir de la cual determina los porcentajes de pérdida de crédito esperada para cada rango de vencimiento, multiplicando la probabilidad de Incumplimiento (en Ingles PD Probability of Default) por la Pérdida dado el Incumplimiento (en Ingles LGD Loss Given Default), estos porcentajes son aplicados a los saldos de la cartera comercial facturada y estimada.

Bajo este modelo los ratios son dinámicos, los porcentajes aplicados al 31 de diciembre de 2018 son los siguientes:

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

Categorías / Rangos de Vencimiento	0-30 días	31-60 días	61-90 días	91-120 días	121 - 150 días	151 - 180 días	>180 días
Residencial	0,15%	5,15%	18,81%	37,55%	54,48%	72,26%	82,57%
Comercial	0,23%	7,12%	19,32%	32,13%	44,15%	56,97%	75,99%
Industrial	0,31%	8,72%	19,50%	30,20%	40,54%	53,27%	83,72%
Oficial	5,37%	24,36%	47,01%	70,48%	79,73%	79,73%	79,73%
Alumbrado Público	1,29%	5,90%	15,05%	30,11%	56,53%	60,87%	63,93%
Otros Negocios (PSVA's)	0,01%	10,45%	14,96%	25,26%	25,22%	28,31%	59,75%

Modelo simplificado individual

Este modelo se aplica a la cartera comercial para los clientes que por sus características requieren análisis individual; adicionalmente este modelo considera la categoría de peajes que se ajusta a esta metodología por el bajo número de clientes que la conforma.

La pérdida de crédito esperada se calcula sobre el saldo de cartera facturada y estimada para cada contraparte, multiplicándola por las siguientes variables:

Probabilidad de Incumplimiento (PD): Puede ser provista por un proveedor externo si está disponible, o mediante la evaluación de los estados financieros de la contraparte; en caso de no contar con una PD específica por los mecanismos antes mencionados, de acuerdo con los lineamientos de grupo se empleará la calificación país menos tres categorías (notches). Si se cuenta con indicios de deterioro, los mismos se reflejarán en esta variable, llegando al cien por ciento en los casos que así lo ameriten.

Pérdida dado el Incumplimiento (LGD): Es el porcentaje de pérdida que se generaría si se materializa el incumplimiento, se calcula por diferencia con la tasa de recuperación estimada, en caso de no contar con una LGD específica, de acuerdo con los lineamientos de grupo se empleará el modelo de Basilea II.

Modelo general colectivo

Bajo este modelo se evalúan todos los otros activos financieros diferentes a las cuentas por cobrar comerciales, que están en el alcance de la NIIF 9. Este modelo agrupa las contrapartes en cuatro categorías definidas por el grupo:

- Administraciones públicas
- Contrapartes institucionales
- Préstamos a empleados y
- Otros activos

La pérdida de crédito esperada se calcula sobre el saldo de cada categoría multiplicándola por las siguientes variables:

Probabilidad de Incumplimiento (PD): Se determina de acuerdo con los lineamientos de grupo para cada categoría que consideran la calificación del Grupo, de la entidad financiera y del país, en algunos casos deduciendo de la última tres categorías (notches). Si se cuenta con indicios de deterioro, los mismos se reflejarán en esta variable, llegando al cien por ciento en los casos que así lo ameriten.

Pérdida dado el Incumplimiento (LGD): Es el porcentaje de pérdida que se generaría si se materializa el incumplimiento, se calcula por diferencia con la tasa de recuperación estimada, en caso de no contar con una LGD específica, de acuerdo con los lineamientos de grupo se empleará el modelo de Basilea II.

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a los Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial – Enel Green Power S.A. E.S.P y su Filial

A partir del 1 de enero de 2018 con la entrada en vigencia de la NIIF 9, el Grupo determina la pérdida crediticia esperada en todos sus títulos de deuda, préstamos y cuentas por cobrar comerciales, ya sea por 12 meses o por el tiempo de vida de los activos, reconociendo el deterioro de manera anticipada desde el primer día y no esperando a que se dé algún evento que indique el deterioro del activo financiero.

La pérdida crediticia esperada se determinará periódicamente aplicando los modelos definidos por el Grupo de la siguiente manera:

Modelo simplificado individual

Este modelo realiza un cálculo de manera homogénea y consistente a cada una de las contrapartes que componen la cartera comercial. Dado que el Grupo gestiona su cartera comercial de manera individual, el Grupo definió que la forma más adecuada de gestionar la expectativa de riesgo de crédito para el Grupo es realizando una evaluación individual a cada una de las contrapartes con las que el Grupo tiene transacciones producto de sus operaciones comerciales.

La pérdida de crédito esperada se calcula sobre el saldo de cartera facturada y estimada para cada contraparte, multiplicándola por las siguientes variables:

Probabilidad de Incumplimiento (PD): Puede ser provista por un proveedor externo si está disponible, o mediante la evaluación de los estados financieros de la contraparte; en caso de no contar con una PD específica por los mecanismos antes mencionados, de acuerdo con los lineamientos de grupo se empleará la calificación país menos tres categorías (notches). Si se cuenta con indicios de deterioro, los mismos se reflejarán en esta variable, llegando al cien por ciento en los casos que así lo ameriten. Pérdida dado el Incumplimiento (LGD): Es el porcentaje de pérdida que se generaría si se materializa el incumplimiento, se calcula por diferencia con la tasa de recuperación estimada, en caso de no contar con una LGD específica, de acuerdo con los lineamientos de grupo se empleará el modelo de Basilea II.

Modelo general colectivo

Bajo este modelo se evalúan todos los otros activos financieros diferentes a las cuentas por cobrar comerciales, que están en el alcance de la NIIF 9. Este modelo agrupa las contrapartes en cuatro categorías definidas por el Grupo:

- Administraciones públicas.
- Contrapartes institucionales.
- Préstamos a empleados y
- Otros activos

La pérdida de crédito esperada se calcula sobre el saldo de cada categoría multiplicándola por las siguientes variables:

Probabilidad de Incumplimiento (PD): Se determina de acuerdo con los lineamientos de grupo para cada categoría que consideran la calificación del Grupo, de la entidad financiera y del país, en algunos casos deduciendo de la última tres categorías (notches). Si se cuenta con indicios de deterioro, los mismos se reflejarán en esta variable, llegando al cien por ciento en los casos que así lo ameriten.

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a los Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

Pérdida dado el Incumplimiento (LGD): Es el porcentaje de pérdida que se generaría si se materializa el incumplimiento, se calcula por diferencia con la tasa de recuperación estimada, en caso de no contar con una LGD específica, de acuerdo con los lineamientos de grupo se empleará el modelo de Basilea II.

3.2.8. Arrendamiento

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, el Grupo analiza el fondo económico del acuerdo, evaluando si el cumplimiento del contrato depende del uso de un activo específico y si el acuerdo transfiere el derecho de uso del activo. Si se cumplen ambas condiciones, se separa al inicio del contrato, en función de sus valores razonables, los pagos y contraprestaciones relativos al arrendamiento, de los correspondientes al resto de elementos incorporados al acuerdo.

Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad se clasifican como financieros. El resto de arrendamientos se clasifican como operativos.

Los arrendamientos financieros en los que el Grupo actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo según su naturaleza y un pasivo por el mismo monto e igual al valor razonable del bien arrendado, o bien al valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento, si éste fuera menor. Posteriormente, los pagos mínimos por arrendamiento se dividen entre gasto financiero y reducción de la deuda. El gasto financiero se reconoce como gasto y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el período de arrendamiento, de forma que se obtiene una tasa de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. El activo se deprecia en los mismos términos que el resto de activos depreciables similares, si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe certeza, el activo se deprecia en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento.

En el caso de los arrendamientos operativos, las cuotas se reconocen como gasto en caso de ser arrendatario, y como ingreso en caso de ser arrendador, de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto.

3.2.9. Provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de sucesos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización para el Grupo, cuyo monto y momento de cancelación son inciertos, se registran en el estado de situación financiera como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima que el Grupo tendrá que desembolsar para cancelar la obligación.

Las provisiones se cuantifican teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los estados financieros, sobre las consecuencias del suceso en el que traen su causa y son reestimadas en cada cierre contable posterior.

Como parte de las provisiones, el Grupo incluye la mejor estimación de los riesgos por litigios civiles y laborales, y fiscales por lo que no se espera que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados; dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar una fecha cierta de cancelación de la obligación estimada. Al evaluar la probabilidad de pérdida se debe considerar la evidencia disponible, la jurisprudencia y la evaluación de jurídica.

Los riesgos por litigios civiles y, laborales y fiscales que se consideran eventuales se revelan en las notas a los estados financieros.

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

Los pasivos contingentes son obligaciones surgidas a raíz de sucesos pasados, cuya existencia está sujeta a la ocurrencia o no de eventos futuros que no se encuentran enteramente bajo el control del Grupo, u obligaciones presentes que surgen de eventos pasados de los cuales no se puede estimar de forma fiable la cuantía de la obligación, o no es probable que tenga lugar una salida de recursos para su cancelación. Los pasivos contingentes no son registrados en los estados financieros pero se revelan en notas a los estados financieros, excepto por los que sean individualmente incluidos en el informe de precios de compra, realizado en una combinación de negocios, cuyo valor razonable pueda ser determinado de forma confiable.

Un activo contingente se da por la ocurrencia, o la no ocurrencia, de uno o más eventos inciertos en el futuro, que no están enteramente bajo el control de la entidad. Se revela cuando sea probable la entrada de beneficios; si la realización del ingreso es prácticamente cierta, se reconoce en los estados financieros. El Grupo se abstendrá de reconocer cualquier activo de carácter contingente.

3.2.10. Impuestos

Comprende el valor de los gravámenes de carácter general obligatorio a favor del Estado y a cargo del Grupo, por concepto de las liquidaciones privadas que se determinan sobre las bases impositivas del período fiscal, de acuerdo con las normas tributarias del orden nacional y territorial que rigen en los sitios donde opera el Grupo.

3.2.10.1 Impuesto sobre la renta y complementarios e impuesto diferido

El gasto por impuesto a las ganancias del período, comprende el impuesto sobre la renta, y la sobretasa del renta, y el impuesto diferido; que resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del período, una vez aplicadas las deducciones que tributariamente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén vigentes cuando los activos y pasivos se realicen, considerando para tal efecto las tasas que al final del periodo sobre el que se informa hayan sido aprobadas o para las cuales se encuentre prácticamente terminado el proceso de aprobación.

La provisión para impuesto sobre la renta se calcula a la tasa oficial a 31 de diciembre de 2017 a la tarifa del 40% a (esta tasa incluye tanto el impuesto de renta del 34% como la sobretasa de renta del 6%), por el método de causación y se determina con base en la utilidad comercial depurada de acuerdo a la normatividad tributaria vigente con el objeto de relacionar adecuadamente los ingresos del período con sus costos y gastos correspondientes, y se registra por el monto del pasivo estimado.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por causa de todas las diferencias temporarias deducibles, pérdidas y créditos tributarios no utilizados, en la medida en que resulte probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios, salvo que el activo impuesto diferido relativo a la diferencia temporaria deducible, surja del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que:

- (a) No es una combinación de negocios y;
- (b) en el momento en que fue realizada no afectó ni a la ganancia contable ni a la ganancia (pérdida) tributaria.

Con respecto a las diferencias temporarias deducibles, relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas y acuerdos conjuntos, los activos por impuestos diferidos se reconocen sólo en la medida en

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a los Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

que sea probable que las diferencias temporarias reviertan en un futuro previsible y que se disponga de ganancias tributarias contra las cuales puedan utilizarse las diferencias temporarias.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en filiales, asociadas y negocios conjuntos, en las cuales el Grupo pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no se reviertan en un futuro previsible.

La Ley 1943 de 2018, la cual modificó la tarifa del impuesto de renta a partir del año gravable 2019 definiendo las siguientes tarifas: año 2019 al 33%, año 2020 al 32%, año 2021 al 31%, año 2022 y siguientes al 30%, la cual recae sobre la renta gravables obtenidas durante cada año. El efecto de las diferencias temporales que impliquen el pago de un menor o mayor impuesto sobre la renta en el año corriente, se contabiliza como impuesto diferido crédito o débito respectivamente a las tasas de impuestos vigentes cuando se reviertan las diferencias (33% para el 2019, 32% para el 2020, 31% para el 2021 y 30% a partir del 2022), siempre que exista una expectativa razonable de que tales diferencias se revertirán en el futuro y además para el activo, que en ese momento se generará suficiente renta gravable.

El gasto por impuesto sobre la renta se contabiliza de conformidad con la NIC 12 “Impuesto a las ganancias”.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo se registran en resultados o en rubros de patrimonio total en el estado de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Las rebajas que se puedan aplicar al monto determinado como pasivo por impuesto corriente, se imputan en resultados como un abono al rubro “Gasto por impuestos a las ganancias”, salvo que existan dudas sobre su realización tributaria, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva, o correspondan a incentivos tributarios específicos, registrándose en este caso como subvenciones.

En cada cierre contable se revisan los impuestos diferidos registrados, tanto activos como pasivos, con objeto de comprobar que se mantienen vigentes, efectuándose las oportunas correcciones a los mismos de acuerdo con el resultado del citado análisis.

El impuesto sobre la renta se presenta neto, luego de deducir los anticipos pagados y las retenciones en la fuente a favor.

Los activos por impuestos diferidos y los pasivos por impuestos diferidos se presentan en forma neta en el estado de situación financiera, si se tiene el derecho legalmente exigible de compensar activos por impuestos corrientes contra pasivos por impuestos corrientes, y sólo si estos impuestos diferidos se relacionan con impuestos sobre las ganancias correspondientes a la misma autoridad fiscal.

3.2.10.2. Impuesto a la riqueza

La Ley 1739 de diciembre de 2014 creó el impuesto a la riqueza por los años 2015 a 2017 para las personas jurídicas. El impuesto se determina a la tarifa del 1,15%, 1% y 0,4% para los años 2015, 2016 y 2017, respectivamente, para patrimonios superiores a \$5.000 M; y se calcula anualmente sobre el patrimonio líquido al 1 de enero de cada año gravable disminuido en \$5.000 M.

La obligación legal del impuesto a la riqueza se causa para los contribuyentes que sean personas jurídicas el 1 de enero de 2015, 2016 y 2017.

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a los Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

En enero de 2017 el Grupo reconoció el pasivo por el impuesto correspondiente, con afectación al estado de resultados.

3.2.10.3. Impuesto a las ventas

La generación de energía eléctrica no está gravada con el impuesto a las ventas (IVA), pero el Grupo adicional presta servicios tales como: alquiler o arrendamientos de equipos, mantenimientos de equipos, venta de chatarra, arrendamiento de predios, entre otros servicios gravados a tarifa general del 19%, con excepción de los servicios prestados a entidades del estado, en cuyo caso la tarifa aplicable es la vigente en la fecha de la resolución o acto de adjudicación, o suscripción del respectivo contrato.

El tratamiento del impuesto a las ventas (IVA), en las compras de bienes y servicios se registra como mayor valor del costo o gasto, adicionalmente la reforma tributaria Ley 1819 de 2016 modificó la tarifa de este impuesto del 16% al 19% a partir del 1 de enero de 2017.

1. Los equipos que se alquilan y prestan el servicio de mantenimientos son de media como: medidores y módems.
2. Los predios que se arriendan son:
 - Vía Central Cartagena.
 - Lote Ubalá – Guadualito
 - Lote estaciones Hidrológicas
 - Súite D115 Campamento Mambita.

Para Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. El valor del impuesto a las ventas se calcula teniendo en cuenta la normativa vigente y se presenta cuatrimestralmente de acuerdo a los topes establecidos por la norma.

El impuesto a las ventas se presenta neto, luego de descontar el IVA retenido por terceros y el IVA descontable calculado a partir del prorrateo.

3.2.11. Beneficios a empleados

(a) Pensiones

El Grupo tiene compromisos por pensiones, tanto de prestación definida como de aportación definida, que están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones. Para los planes de prestación definida, el Grupo registra el gasto correspondiente a estos compromisos siguiendo el criterio del devengo durante la vida laboral de los empleados, a la fecha de los estados financieros, se cuenta con estudios actuariales calculados aplicando el método de la unidad de crédito proyectada; los costos por servicios pasados que corresponden a variaciones en las prestaciones, son reconocidos inmediatamente, los compromisos por planes de prestación definida representan el valor actual de las obligaciones devengadas. El Grupo no posee activos afectos a estos planes.

(b) Otras obligaciones posteriores a la relación laboral

El Grupo otorga a sus empleados retirados por pensión, beneficios de auxilio educativo, auxilio de energía y auxilio de salud. El derecho a los beneficios mencionados depende generalmente de que el empleado hubiese trabajado hasta la edad de retiro. Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo usando una metodología semejante a la de los planes de beneficios definidos. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

supuestos actuariales, se cargan o abonan en otros resultados integrales en el período en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan anualmente o cuando la casa matriz lo requiera, por actuarios independientes y calificados.

La retroactividad de las cesantías, consideradas como beneficios post empleo, se liquida a aquellos trabajadores pertenecientes al régimen laboral anterior a la Ley 50 de 1990 y que no se acogieron al cambio de régimen, se liquida esta prestación social por todo el tiempo laborado con base en el último salario devengado. En este último caso sólo a un número reducido de trabajadores y las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan al otro resultado integral.

El Grupo ha implementado planes de retiro voluntario que dentro de sus beneficios contempla una renta temporal para los empleados que se acogieron al mismo y que les falta menos de diez años para tener derecho a la pensión por vejez; el beneficio consiste en el pago mensual entre el 70% y el 90% del salario de una prestación económica, desde el momento de la terminación del contrato de trabajo por mutuo acuerdo y hasta cuatro (4) meses después de que el trabajador cumpla el requisito de edad establecido a la fecha en la Ley para acceder a la pensión de vejez (62 años hombres, 57 años mujeres), estos pagos se harán mediante los recursos colocados por el Grupo en una cuenta de un fondo privado y asignados a cada empleado que se acogió al plan; se le ha dado el tratamiento de un beneficio post empleo dado que es responsabilidad del Grupo suministrar los recursos adicionales que se requieran al fondo para cubrir esta obligación o recibir el reintegro en caso de haber excedentes. La obligación por el beneficio definido se calcula por actuarios independientes usando el método de unidad de crédito proyectado.

(c) Beneficios de largo plazo

El Grupo reconoce a sus empleados activos beneficios asociados a su tiempo de servicio, como son los quinquenios. Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo, usando una metodología semejante a la que se usa para los planes de beneficios definidos.

Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en el resultado del período en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan anualmente o cuando la matriz lo requiera, por actuarios independientes calificados.

(d) Beneficios por créditos a empleados

El Grupo concede a sus empleados créditos a tasas inferiores a las de mercado, razón por la cual, se calcula el valor presente de los mismos descontando los flujos futuros a la tasa de mercado, reconociendo como beneficio pagado por anticipado el diferencial entre la tasa de mercado y la tasa adjudicada, con cargo a las cuentas por cobrar. El beneficio se amortiza durante la vida del préstamo como mayor valor de los gastos por personal y las cuentas por cobrar se actualizan al costo amortizando reflejando su efecto financiero en el estado de resultados.

3.2.12. Estimación del valor razonable

El valor razonable de un activo o pasivo se define como el precio que sería recibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo, en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de medición.

La medición a valor razonable asume que la transacción para vender un activo o transferir un pasivo tiene lugar en el mercado principal, es decir, el mercado de mayor volumen y nivel de actividad para el activo o pasivo. En ausencia de un mercado principal, se asume que la transacción se lleva a cabo en el mercado

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

más ventajoso al cual tenga acceso la entidad, es decir, el mercado que maximiza la cantidad que sería recibido para vender el activo o minimiza la cantidad que sería pagado para transferir el pasivo.

Para la determinación del valor razonable, el Grupo utiliza las técnicas de valoración entre las que se destacan las utilizadas para las obligaciones financieras que se registran al valor razonable en el momento de su desembolso, como contractualmente se han definido, de acuerdo a un mercado activo para pasivos con características similares; en ambos casos (activos y pasivos) con los que sean apropiadas a las circunstancias y sobre las cuales existan datos suficientes para realizar la medición, maximizando el uso de datos de entrada observables relevantes y minimizando el uso de datos de entrada no observables.

En consideración a la jerarquía de los datos de entrada utilizados en las técnicas de valoración, los activos y pasivos medidos a valor razonable pueden ser clasificados en los siguientes niveles:

Nivel 1: Precio cotizado (no ajustado) en un mercado activo para activos y pasivos idénticos;

Nivel 2: Datos de entrada diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio). Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de nivel 2, por clase de activos financieros o pasivos financieros, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros, descontados con las curvas cero cupón de tipos de interés de cada divisa. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas externas, como por ejemplo “Bloomberg”; y

Nivel 3: Datos de entrada para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado (datos de entrada no observables).

Al medir el valor razonable el Grupo tiene en cuenta las características del activo o pasivo, en particular:

- Para activos no financieros, una medición del valor razonable tiene en cuenta la capacidad del participante en el mercado para generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso, o mediante la venta de éste a otro participante del mercado que utilizaría el activo en su máximo y mejor uso;
- Para pasivos e instrumentos de patrimonio propio, el valor razonable supone que el pasivo no se liquidará y el instrumento de patrimonio no se cancelará, ni se extinguirán de otra forma en la fecha de medición. El valor razonable del pasivo refleja el efecto del riesgo de incumplimiento, es decir, el riesgo de que una entidad no cumpla una obligación, el cual incluye, pero no se limita, al riesgo de crédito propio del Grupo;
- En el caso de activos financieros y pasivos financieros con posiciones compensadas en riesgo de mercado o riesgo de crédito de la contraparte, se permite medir el valor razonable sobre una base neta, de forma congruente con la forma en que los participantes del mercado pondrían precio a la exposición de riesgo neta en la fecha de medición.

3.2.13. Conversión de moneda extranjera

(a) Moneda funcional y moneda de presentación

Las partidas incluidas en los estados financieros se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera (Pesos colombianos).

Los estados financieros son presentados en “pesos colombianos” que a la vez es la moneda funcional y la moneda de presentación del Grupo. Sus cifras están expresadas en miles de pesos colombianos,

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

excepto la utilidad neta por acción y, la tasa representativa del mercado que se expresan en pesos colombianos, y las divisas (por ejemplo dólares, euros, libras esterlinas, etc.) que se expresan en unidades.

(b) Transacciones y saldos en moneda extranjera

Las operaciones que realiza el Grupo en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el ejercicio, las diferencias que se producen entre el tipo de cambio contabilizado y el que se encuentra vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

Asimismo, al cierre de cada ejercicio, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de cada sociedad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

Los saldos denominados en moneda extranjera están expresados en pesos colombianos a las tasas representativas de cambio al 31 de diciembre 2018 y 2017 de \$3.249,75 y \$2.984,00 por US\$1 y \$3.714,95 y \$3.583,18 y por 1 Euro.

3.2.14. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

El Grupo presenta en su Estado de Situación Financiera los activos y pasivos clasificados en corrientes y no corrientes, una vez excluidos los activos disponibles para la venta al igual que los pasivos disponibles para la venta. Los activos son clasificados como corrientes cuando se pretenden realizar, vender o consumir durante el ciclo normal de las operaciones del Grupo o dentro de los siguientes 12 meses después del período del que se informa, todos los demás activos son clasificados como no corrientes. Los pasivos corrientes son los que el Grupo espera liquidar dentro del ciclo normal de operación o dentro de los siguientes 12 meses después del período del que se informa, todos los demás pasivos se clasifican como no corrientes.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como activos y pasivos no corrientes, en todos los casos.

3.2.15. Reconocimiento de ingresos

Política aplicada para el año 2017

Los ingresos se imputan en función del criterio del devengo. Los ingresos ordinarios se reconocen cuando se produce la entrada bruta de beneficios económicos originados en el curso de las actividades ordinarias del Grupo durante el ejercicio, siempre que dicha entrada de beneficios provoque un incremento en el patrimonio total que no esté relacionado con las aportaciones de los propietarios de ese patrimonio y estos beneficios puedan ser valorados con fiabilidad. Los ingresos ordinarios se valoran por el valor razonable de la contrapartida recibida o por recibir, derivada de los mismos y se imputan en función del criterio del devengo.

Se siguen los siguientes criterios para su reconocimiento:

Generación: Los ingresos de la actividad de Generación proceden fundamentalmente de las ventas de energía a través de contratos bilaterales al mercado regulado y no regulado, de la bolsa de energía, del servicio de regulación secundaria de frecuencia (AGC por sus siglas en inglés) y del cargo por confiabilidad.

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a los Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica: los ingresos se registran en función de las cantidades de energía suministrada a los clientes durante el período, a los precios establecidos en los respectivos contratos o los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente, según sea el caso. Estos ingresos incluyen una estimación de la energía suministrada aún no leída en los medidores del cliente.

Gas: Para el negocio de comercialización de gas, se reconocen los ingresos en el mes en que es entregado al cliente final independiente del mes en que es facturado.

Sólo se reconocen ingresos ordinarios derivados de la prestación de servicios cuando pueden ser estimados con fiabilidad y en función del grado de realización de la prestación del servicio a la fecha del estado de situación financiera.

Los intercambios o permutas de bienes o servicios por otros bienes o servicios de naturaleza y valor similar no se consideran transacciones que producen ingresos ordinarios.

El Grupo registra por el monto neto los contratos de compra o venta de elementos no financieros que se liquidan por el neto en efectivo o en otro instrumento financiero. Los contratos que se han celebrado y se mantienen con el objetivo de recibir o entregar dichos elementos no financieros, se registran de acuerdo con los términos contractuales de la compra, venta o requerimientos de utilización esperados por la entidad.

Las ganancias o pérdidas procedentes de cambios en el valor razonable de la categoría de «activos financieros a valor razonable con cambios en resultados» se presentan en la cuenta de resultados dentro de otras (pérdidas)/ganancias - netas en el período en que se originaron.

Los ingresos por dividendos de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se reconocen en la cuenta de resultados como parte de otros ingresos cuando se establece el derecho del Grupo a recibir los pagos. Los cambios en el valor razonable de títulos monetarios y no monetarios clasificados como disponibles para venta se reconocen en el otro resultado integral.

Los ingresos (gastos) por intereses se contabilizan considerando la tasa de interés efectiva aplicable al principal pendiente de amortizar durante el período de devengo correspondiente.

Los ingresos de la actividad portuaria proceden fundamentalmente del contrato de disponibilidad del muelle con Emgesa S.A. E.S.P. y los servicios prestados a otros clientes.

La Fundación Enel Colombia reconoce los ingresos, cuando se produce la entrada bruta de beneficios económicos originados en el curso de las actividades ordinarias de la Fundación durante el ejercicio, siempre que dicha entrada de beneficios provoque un incremento en el fondo social. Los ingresos ordinarios se valoran por el valor razonable de la contrapartida recibida o por recibir, derivada de los mismos y se imputan en función del criterio de devengo.

El objeto social de la Fundación Enel es el fortalecimiento de la responsabilidad social empresarial de Emgesa S.A. E.S.P. y Codensa S.A. E.S.P. frente a la comunidad, para lo cual adelanta la promoción y conformación de proyectos autosostenibles y realiza programas culturales, educativos y sociales que fortalezcan el desarrollo social comunitario. Los ingresos de la Fundación Enel, provienen principalmente de los aportes de las compañías Emgesa S.A. E.S.P. y Codensa S.A. E.S.P.

Los ingresos por intereses se reconocen utilizando el método de interés efectivo en el rubro de ingresos financieros en el estado de resultados.

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a los Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

Política aplicada para el año 2018

A partir del 1 de enero de 2018 con la entrada en vigencia de la NIIF 15, el Grupo aplica un modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes basado en 5 etapas que son:

Etapa 1: Identificar el contrato o contratos con clientes.

Etapa 2: Identificar las obligaciones de desempeño en el contrato.

Etapa 3: Determinar el precio de la transacción.

Etapa 4: Asignar el precio de la transacción entre las obligaciones de desempeño del contrato.

Etapa 5: Reconocer el ingreso de actividades ordinarias cuando (o a medida que) la entidad satisface una obligación de desempeño.

El modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes, contempla lo siguiente:

(a) Enfoque de cartera:

Con el objetivo de identificar los bienes y/o servicios prometidos en los contratos con clientes el Grupo aplica la solución práctica que permite agruparlos en “Categorías” cuando poseen características similares en los términos y condiciones contractuales.

Estas categorías son determinadas utilizando las siguientes tipificaciones: a) Tipo de bienes o servicios ofrecidos (electricidad, servicios de valor añadido); b) Tipología de mercado (regulado, no regulado); o c) Tipo de cliente (tamaño, tipo, sector).

(b) Contratos con múltiples bienes y/o servicios:

Se configura un contrato con múltiples bienes y servicios, cuando el Grupo identifica varias obligaciones de desempeño en la transferencia de bienes y/o servicios ofrecidos a los clientes, y estas se satisfacen de manera independiente.

(c) Satisfacción de las obligaciones de desempeño:

La satisfacción de las obligaciones de desempeño de acuerdo al patrón de transferencia del control de los bienes y/o servicios comprometidos a los clientes, se realiza:

- A lo largo del tiempo o
- en un punto del tiempo

Se satisfacen las obligaciones de desempeño a lo largo del tiempo cuando:

- El cliente consume de forma simultánea los beneficios proporcionados por el desempeño de la entidad a medida que el Grupo los realiza.
- El desempeño del Grupo crea o mejora un activo que el cliente controla a medida que se crea o mejora.
- El desempeño del Grupo crea o mejora un activo con un uso alternativo para la misma. El Grupo tiene el derecho exigible al pago del desempeño que haya completado a la fecha.

El ingreso se reconoce de acuerdo con la medición de la satisfacción de las obligaciones de desempeño.

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a los Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

La medición de la satisfacción de las obligaciones de desempeño a lo largo de tiempo se realiza mediante dos tipos de métodos:

- Métodos de Producto: Se realizan con base en mediciones directas de los bienes y/o servicios comprometidos con los clientes.
- Métodos de Recursos: Se realizan en relación con los recursos totales esperados.

(d) Contraprestaciones variables:

Si la contraprestación prometida en un contrato incluye un importe variable, el Grupo estimará el importe de la contraprestación a la cual tendrá derecho a cambio de la transferencia de bienes y/o servicios comprometidos con los clientes. En los casos en que corresponda el valor de las contraprestaciones se presentará neto de las compensaciones a clientes.

(e) Contratos con modificaciones:

Estos se configuran cuando se presentan cambios en el alcance o en el precio aprobados por las partes, que crean nuevos derechos y obligaciones exigibles en el contrato a cambio de los bienes y o servicios ofrecidos a los clientes.

(f) Consideración como Principal o Agente:

Cuando se encuentre involucrado un tercero en proporcionar bienes y/o servicios a un cliente, el Grupo deberá determinar si el compromiso de cumplir con las obligaciones de desempeño está a su cargo o a cargo de una tercera parte. En caso que el Grupo controle los bienes y/o servicios comprometidos con los clientes y satisfaga las obligaciones de desempeño por sí misma, esta actúa como principal. En caso contrario actúa como agente.

Cuando el Grupo controla y satisface las obligaciones de desempeño con los clientes actúa como principal y reconoce como ingreso el importe bruto de la contraprestación a la que espera tener derecho a cambio de los bienes y/o servicios transferidos. Cuando el control y satisfacción de las obligaciones de desempeño están a cargo de una tercera parte; el Grupo actúa como agente y reconoce los ingresos por el importe neto de la contraprestación que tiene derecho.

Costos del contrato:

Se podrá reconocer un activo por los costos de obtener o cumplir un contrato.

Activos y pasivos Contractuales:

El Grupo reconocerá un activo contractual y un pasivo contractual, en la medida que se presentan las siguientes circunstancias en el suministro de bienes y servicios:

- Activo Contractual: Se presenta como el derecho que tiene el Grupo a una contraprestación a cambio del suministro de bienes y/o servicios transferidos a los clientes, cuando ese derecho está condicionado por algo distinto al paso del tiempo.
- Pasivo del contrato: Corresponde a la obligación que tiene el Grupo de transferir bienes y/o servicios a los clientes, por los que el Grupo ha recibido una contraprestación por parte de los clientes.

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a los Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

3.2.16. Reconocimiento de costos y gastos

El Grupo reconoce sus costos y gastos en la medida en que ocurran los hechos económicos en forma tal que queden registrados sistemáticamente en el período contable correspondiente, independiente del flujo de recursos monetarios o financieros. Los gastos están conformados por las erogaciones que no clasifican para ser registradas como costo o como inversión.

Dentro de los costos se incluyen las compras de energía, costos de personal o terceros directamente relacionados con la venta o prestación de servicios, mantenimiento de los activos, costos del sistema de transmisión, depreciaciones, amortizaciones, entre otros.

Dentro de los gastos se incluyen impuestos, servicios públicos, entre otros. Todos ellos incurridos por los procesos responsables de la venta o prestación de los servicios.

Se incluyen como inversión, aquellos costos directamente relacionados con la formación o adquisición de un activo que requiere un período sustancial de tiempo para ponerlo en condiciones de utilización y venta.

Entre otros, se capitalizan como construcciones en curso costos de personal directamente relacionado con la construcción de proyectos, costos por intereses de la deuda destinada a financiar proyectos y costos de mantenimientos mayores que aumentan la vida útil de activos existentes, entre otros.

3.2.17. Capital social

Las acciones comunes con o sin dividendo preferente se clasifican en el patrimonio.

Los costos incrementales directamente atribuibles a la emisión de nuevas acciones u opciones se muestran en el patrimonio como una deducción del monto recibido neto de impuestos.

3.2.18. Reservas

Se registran como reservas las apropiaciones autorizadas por la Asamblea General de Accionistas, con cargo a los resultados del año para el cumplimiento de disposiciones legales o para cubrir los planes de expansión o necesidades de financiamiento.

La disposición legal que contempla la constitución de reservas aplicables al Grupo es la siguiente:

- El Código de Comercio exige al Grupo apropiarse el 10% de sus utilidades netas anuales determinadas bajo las normas contables locales como reserva legal hasta que el saldo de esta reserva sea equivalente al 50% del capital suscrito. La reserva legal obligatoria no es distributable antes de la liquidación de la Empresa, pero puede utilizarse para absorber o reducir pérdidas netas anuales. Son de libre disponibilidad para los accionistas los saldos de la reserva en exceso del 50% del capital suscrito.
- Hasta el año 2016, el artículo 130 del estatuto tributario, contemplaba la apropiación de las utilidades netas equivalentes al 70% del mayor valor de la depreciación fiscal sobre la depreciación contable, calculada bajo normas contables locales. Este artículo fue derogado por la ley 1819 del 2016 en el artículo 376; por lo anterior a partir del 2017 no se apropia esta reserva, pero se mantienen las reservas de años anteriores.

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

3.2.19. Utilidad por acción

La utilidad básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia neta del período atribuible a los accionistas del Grupo y el número promedio ponderado de acciones ordinarias de las misma en circulación durante dicho período, una vez efectuada la apropiación de los dividendos preferentes correspondientes a 20.952.601 acciones en Emgesa S.A. E.S.P. y 20.010.799 acciones en Codensa S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2018 del Grupo Energía de Bogotá S.A. E.S.P. Los dividendos preferentes tienen un valor de US\$0,1107 en Emgesa S.A. E.S.P. y US\$0,10 en Codensa S.A. E.S.P., por acción.

3.2.20. Distribución de dividendos

Las leyes mercantiles de Colombia establecen que, una vez efectuadas las apropiaciones para la reserva legal, reserva estatutaria u otras reservas y el pago de impuestos, se distribuirá el remanente entre los accionistas, de acuerdo con el proyecto de distribución de acciones presentado por la administración del Grupo y aprobado por la Asamblea General. El pago del dividendo se hará en dinero efectivo, en las épocas que acuerde la Asamblea General al decretarlo y a quien tenga la calidad de accionista al tiempo de hacerse exigible cada pago.

Cuando corresponda absorber pérdidas, estas se enjugarán con las reservas que hayan sido destinadas especialmente para ese propósito y, en su defecto, con la reserva legal. Las reservas cuya finalidad fuere la de absorber determinadas pérdidas no se podrán emplear para cubrir otras distintas, salvo que así lo decida la Asamblea General.

Al cierre de ejercicio se determina el monto de la obligación con los accionistas, neta de los dividendos provisorios que se hayan aprobado en el curso del ejercicio, y se registra contablemente en el rubro “cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar” y en el rubro “cuentas por pagar a entidades relacionadas”, según corresponda, con cargo al patrimonio total. Los dividendos provisorios y definitivos, se registran como menor valor del “patrimonio total” en el momento de su aprobación por el órgano competente, que en primera instancia es normalmente la Junta Directiva del Grupo, mientras que en segunda instancia la responsabilidad recae en la Asamblea General Ordinaria de Accionistas.

3.2.21. Segmentos de operación

Un segmento de operación es un componente de una entidad:

- (a) que desarrolla actividades de negocio de las que puede obtener ingresos de las actividades ordinarias e incurrir en gastos (incluidos los ingresos de las actividades ordinarias y los gastos por transacciones con otros componentes de la misma entidad).
- (b) cuyos resultados de operación son revisados de forma regular por la máxima autoridad en la toma de decisiones de operación de la entidad, para decidir sobre los recursos que deben asignarse al segmento y evaluar su rendimiento; y
- (c) y sobre el cual se dispone de información financiera diferenciada.

Las compañías del Grupo para todos sus efectos, de acuerdo a los lineamientos de la NIIF 8 cuenta principalmente con un solo segmento de operación asociado al negocio de energía; sin embargo Emgesa S.A. E.S.P. registra operaciones en el negocio de gas, pero a la fecha el monto de las transacciones de esta línea de negocio no es representativo, por lo tanto no se considera como un segmento independiente.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

En cuanto a las filiales, Inversora Codensa S.A.S. está en el segmento de inversiones en actividades de servicios públicos domiciliarios de energía y la Sociedad Portuaria Central Cartagena en la prestación de servicios portuarios. Los ingresos de estas últimas no son representativos, dentro del total de ingresos del grupo.

4 Efectivo y Equivalentes de Efectivo

	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2017</u>
Saldos en Bancos	\$ 1.188.911.190	\$ 933.451.987
Otro Efectivo y Equivalentes al Efectivo	89.225.981	86.800.134
<i>Otro Efectivo y Equivalentes al Efectivo</i>	89.387.554	86.800.177
<i>Deterioro efectivo y equivalentes de efectivo</i>	(161.573)	(43)
Depósitos a Plazo (1)	29.000.000	92.300.000
Efectivo en Caja	92.482	60.611
	<u>\$ 1.307.229.653</u>	<u>\$ 1.112.612.732</u>

El detalle del efectivo y equivalente en pesos por tipo de moneda presentado en la parte superior es el siguiente:

	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2017</u>
Pesos colombianos	\$ 1.235.365.293	\$ 1.041.284.839
Dólares americanos	71.832.089	71.285.802
Euros	32.271	42.091
	<u>\$ 1.307.229.653</u>	<u>\$ 1.112.612.732</u>

- (1) Los depósitos a plazo corresponden a certificados de depósito a término fijo (CDT'S) que vencen en un plazo igual o inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo que relacionamos a continuación:

Al 31 de diciembre de 2018:

Banco	Monto	Objetivo	Fecha de Compra	Fecha de vencimiento	Plazo (Días)	Tasa EA
Colpatria	\$ 29.000.000	Bonos	16/10/2018	16/01/2019	90	4.39%
Total	<u>\$ 29.000.000</u>					

Al 31 de diciembre de 2017:

Entidad	Valor	Objetivo	Fecha de Compra	Fecha Vencimiento	Plazo (Días)	Tasa EA
Banco Itau	\$ 22.000.000	Dividendos	27/10/2017	15/01/2018	78	4.97%
GNB Sudameris	20.000.000	Dividendos	17/10/2017	15/01/2018	90	5,60%
GNB Sudameris	20.000.000	Dividendos	17/10/2017	15/01/2018	90	5,60%
Banco Av Villas	16.000.000	Dividendos	16/11/2017	12/02/2018	86	5,30%
Banco Av Villas	7.800.000	Intereses Bonos	16/11/2017	15/02/2018	89	5,30%
Banco Av Villas	6.500.000	Bonos	16/11/2017	16/02/2018	90	5,30%
Total	<u>\$ 92.300.000</u>					

A 31 de diciembre de 2018, no existen restricciones ni limitaciones en el efectivo reflejado en los estados financieros.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

5 Otros Activos Financieros

	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento (1)	\$ 69.400.000	\$ -	\$ 67.000.000	\$ -
Fideicomisos (2)	9.215.309	-	8.358.731	-
Instrumentos derivados de cobertura y no cobertura	1.476.881	-	3.710.141	-
Garantías mercados derivados energéticos	1.790.665	-	1.652.671	-
Inversiones financieras - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	1.942.480	-	3.294.192
Otros activos	5.676.425	-	3.717.485	-
	\$ 87.559.280	\$ 1.942.480	\$ 84.439.028	\$ 3.294.192

- (1) Las inversiones mantenidas hasta el vencimiento corresponden a certificados de depósito a término fijo que vencen en un plazo superior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones que se relaciona a continuación:

Entidad	Valor	Tasa EA	Plazo (días)
Sudameris	\$ 50.000.000	4,00%	98
Colpatria	17.000.000	4,40%	92
Colpatria	2.400.000	4,42%	98
	\$ 69.400.000		

- (2) Al 31 de diciembre de 2018 el valor de los fideicomisos del Grupo corresponde a :

	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
Fideicomisos Embalse Tominé	\$ 4.666.480	\$ -	\$ 4.750.516	\$ -
Fideicomisos Proyecto Quimbo	2.575.646	-	2.496.986	-
Fideicomisos Embalse Muña	1.436.831	-	1.111.229	-
Fideicomisos Zomac	600.354	-	-	-
Deterioro fideicomisos	(64.002)	-	-	-
	\$ 9.215.309	\$ -	\$ 8.358.731	\$ -

6 Otros Activos no Financieros

	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Anticipos para adquisición de bienes y servicios(1)	\$ 26.017.004	\$ -	\$ 16.218.380	\$ -
Otros deudores (2)	7.430.956	1.192.903	9.871.156	648.715
Beneficios a empleados por préstamos (3)	1.869.767	22.157.971	1.879.595	20.799.841
Gastos pagados por anticipado	40.392	-	17.127	-
Cuentas por cobrar aseguradoras	-	-	25.803	-
	\$ 35.358.119	\$ 23.350.874	\$ 28.012.061	\$ 21.448.556

- (1) Al 31 de diciembre de 2018, la composición de este rubro corresponde principalmente a anticipos para transacciones de bolsa y transacciones internacionales de energía a XM por \$10.093.438 y para compra de bienes y servicios a acreedores por \$11.830.104.
- (2) Al 31 de diciembre de 2018 los otros deudores están compuestos principalmente por la cuenta por cobrar al Ministerio de Hacienda por concepto de los pagos realizados por el Grupo, producto de los fallos en contra de Betania correspondiente a los procesos vigentes en la fecha del contrato de compraventa de acciones en 1997 por \$6.036.166.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

(3) Corresponde al reconocimiento del beneficio pagado por anticipado de los créditos a empleados pactados a tasa cero o inferior a las tasas de mercado, razón por la cual, el Grupo descuenta los flujos futuros a la tasa de mercado, reconociendo como beneficio pagado por anticipado el diferencial entre la tasa de mercado y la tasa adjudicada, amortizándolos durante la vida del préstamo.

7 Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto

	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas comerciales, bruto, (1)	\$ 821.023.872	\$ 199.313.163	\$ 977.450.047	\$ 83.930.201
Otras cuentas por cobrar, bruto, (2)	16.025.911	56.157.228	15.093.951	47.835.415
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	837.049.783	255.470.391	992.543.998	131.765.616
Provisión de deterioro cuentas comerciales	(76.099.120)	(177.773.538)	(196.931.306)	(13.882.736)
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar	(393.598)	(7.615.174)	(2.821.607)	(7.129.877)
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$ 760.557.065	\$ 70.081.679	\$ 792.791.085	\$ 110.753.003

(1) Al 31 de diciembre de 2018, la composición de las cuentas comerciales es la siguiente:

	Cartera Vencida				Total Cartera Corriente	Cartera no corriente
	Cartera Vigente	1-180	181-360	>360		
Cartera de energía (a)	\$ 604.687.026	\$ 26.252.749	\$ 10.219.330	\$ 53.302.620	\$ 694.461.725	\$ 108.619.805
Cartera No Convenida (a)						
Cientes Masivos	181.023.793	8.465.631	2.158.642	12.040.318	203.688.384	-
Grandes Clientes	288.594.160	15.434.262	5.354.325	32.094.784	341.477.531	43.242.362
Cientes Institucionales (b)	135.069.073	2.352.856	2.706.363	9.167.518	149.295.810	65.377.443
Cartera Convenida (c)	16.803.442	1.090.762	351.974	1.145.390	19.391.568	71.175.547
Cientes Masivos	4.553.686	464.937	86.317	46.379	5.151.319	860.303
Grandes Clientes	6.252.821	625.345	259.081	1.099.011	8.236.258	61.020.890
Cientes Institucionales	5.996.935	480	6.576	-	6.003.991	9.294.354
Cartera de Energía, Bruto	621.490.468	27.343.511	10.571.304	54.448.010	713.853.293	179.795.352
Deterioro Cartera de Energía	(17.014.257)	(5.448.230)	(8.365.117)	(40.186.844)	(71.014.448)	(177.432.305)
Cartera de Energía, Neto	\$ 604.476.211	\$ 21.895.281	\$ 2.206.187	\$ 14.261.166	\$ 642.838.845	\$ 2.363.047

	Cartera Vencida				Total Cartera Corriente	Cartera no corriente (e)
	Cartera Vigente	1-180	181-360	>360		
Cartera de negocios Complementarios y Otros (d)						
Cientes Masivos	36.931.770	16.637	58.455	468.559	37.475.421	10.269.188
Grandes Clientes	57.687.628	2.776.079	1.041.392	3.206.312	64.711.411	9.248.623
Cientes Institucionales	4.983.747	-	-	-	4.983.747	-
Cartera de Negocios Complementarios, Bruto	99.603.145	2.792.716	1.099.847	3.674.871	107.170.579	19.517.811
Deterioro Cartera de Negocios Complementarios	(604.464)	(1.074.479)	(666.765)	(2.738.964)	(5.084.672)	(341.233)
Cartera de Negocios Complementarios, Neto	98.998.681	1.718.237	433.082	935.907	102.085.907	19.176.578
Total Cuentas Comerciales, Bruto	721.093.613	30.136.227	11.671.151	58.122.881	821.023.872	199.313.163
Deterioro Cuentas Comerciales	(17.618.721)	(6.522.709)	(9.031.882)	(42.925.808)	(76.099.120)	(177.773.538)
Total Cuentas Comerciales, Neto	\$ 703.474.892	\$ 23.613.518	\$ 2.639.269	\$ 15.197.073	\$ 744.924.752	\$ 21.539.625

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

Al 31 de diciembre de 2017, la composición de las cuentas comerciales es la siguiente:

	Cartera Vencida				Total Cartera Corriente	Cartera no corriente
	Cartera Vigente	1-180	181-360	>360		
Cartera de Energía (a)						
Cartera No Convenida (a)	\$ 680.986.150	\$ 26.274.697	\$ 5.735.046	\$ 124.822.743	\$ 837.818.636	\$ 52.415.269
Clientes Masivos	164.453.132	7.869.673	1.886.337	8.749.411	182.958.553	-
Grandes Clientes	408.369.449	13.305.800	3.443.809	70.751.073	495.870.131	-
Clientes Institucionales (b)	108.163.569	5.099.224	404.900	45.322.259	158.989.952	52.415.269
Cartera Convenida (c)	11.961.624	3.978.834	163.219	56.746.978	72.850.655	14.970.122
Clientes Masivos	3.829.400	374.757	55.406	30.414	4.289.977	803.671
Grandes Clientes	5.568.495	1.501.040	107.813	56.716.564	63.893.912	6.237.813
Clientes Institucionales	2.563.729	2.103.037	-	-	4.666.766	7.928.638
Cartera de Energía, Bruto	692.947.774	30.253.531	5.898.265	181.569.721	910.669.291	67.385.391
Deterioro Cartera de Energía	(6.576.774)	(4.210.920)	(1.681.819)	(180.290.354)	(192.759.867)	(13.088.215)
Cartera de Energía, Neto	\$ 686.371.000	\$ 26.042.611	\$ 4.216.446	\$ 1.279.367	\$ 717.909.424	\$ 54.297.176

	Cartera Vencida				Total Cartera Corriente	Cartera no corriente (e)
	Cartera Vigente	1-180	181-360	>360		
Cartera de negocios Complementarios y Otros (d)						
Clientes Masivos	20.682.285	9.063	964	689.070	21.381.382	10.065.909
Grandes Clientes	35.309.103	2.430.511	971.578	2.716.770	41.427.962	6.478.901
Clientes Institucionales	3.971.412	-	-	-	3.971.412	-
Cartera de Negocios Complementarios, Bruto	59.962.800	2.439.574	972.542	3.405.840	66.780.756	16.544.810
Deterioro Cartera de Negocios Complementarios	(978.948)	(76.988)	(403.124)	(2.712.379)	(4.171.439)	(794.521)
Cartera de Negocios Complementarios, Neto	58.983.852	2.362.586	569.418	693.461	62.609.317	15.750.289
Total Cuentas Comerciales, Bruto	752.910.574	32.693.105	6.870.807	184.975.561	977.450.047	83.930.201
Deterioro Cuentas Comerciales	(7.555.722)	(4.287.908)	(2.084.943)	(183.002.733)	(196.931.306)	(13.882.736)
Total Cuentas Comerciales, Neto	\$ 745.354.852	\$ 28.405.197	\$ 4.785.864	\$ 1.972.828	\$ 780.518.741	\$ 70.047.465

- (a) En el negocio de distribución al 31 de diciembre de 2018 y 2017, corresponde principalmente a cartera de clientes del mercado regulado por \$415.617.761 y \$364.352.232, cartera de peajes \$29.530.725 y \$27.870.432, cartera de alumbrado público por \$69.005.790 y \$98.420.375 y cartera de esquemas regulatorios \$91.887.144 y \$44.438.653, respectivamente.

De la cartera relacionada anteriormente al 31 de diciembre de 2018 y 2017 \$81.745.734 y \$101.386.135, respectivamente, se encuentran en proceso de reclamación por parte de clientes, especialmente por la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (en adelante UAESP).

La cartera de los esquemas regulatorios pertenece al Ministerio de Minas y Energía por el déficit en la aplicación de los subsidios y contribuciones a los usuarios del servicio de energía eléctrica, su saldo presenta un incremento debido al registro de este déficit durante el año 2018 y su última validación de saldo corresponde a diciembre de 2017.

En el negocio de generación al 31 de diciembre de 2018, la cartera de cuentas comerciales presenta una variación de \$148.104.339, que corresponde principalmente a:

En el negocio de generación se presentó una disminución de \$91.412.255 principalmente porque Emgesa transfirió cartera de energía, a través de un acuerdo de venta de cuentas por cobrar sin

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

recurso suscrito en octubre de 2018 con el Banco Santander S.A. de España (en adelante "el Banco"), Emgesa ha retenido el control sobre una porción de los activos financieros objeto del contrato, que se reconoce en el estado de situación financiera como una "implicación continuada". Las principales características de esta operación son las siguientes:

- Naturaleza de los activos transferidos: Cuentas por cobrar por la venta de energía de clientes del mercado mayorista y del mercado no regulado designados como elegibles por el banco;
- Naturaleza de los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo: La Compañía ha sido delegada como gestor de cobro por el Banco y por lo tanto está obligada a transferir los activos producto de los importes recaudados. El beneficio inherente a la propiedad del activo es el derecho al recaudo de los flujos de caja que provienen de estas cuentas por cobrar y el riesgo asociado es el impago de las mismas. La Compañía transfiere al banco los riesgos y recompensas del 95% de los saldos y retiene el control del 5% que cubre los posibles ajustes de la cuenta por cobrar en la facturación real. La Compañía no puede enajenar a otro tercero las cuentas por cobrar cedidas al banco y tiene la obligación de transferir al banco los recaudos que efectúe como gestor de cobro.
- Descripción de la naturaleza de la relación entre los activos transferidos y los pasivos asociados: En relación con la porción que continúa bajo el control de la Compañía se configura una "implicación continuada" por lo cual se da de baja el activo en la parte cedida al banco (95%) y se reconoce un activo financiero y un pasivo financiero por \$6.421.487 (Ver nota 13).
- Precio: El Banco pagará el precio de compra sobre el 95% del valor nominal de la cartera elegida aplicando una tasa de descuento;

Los montos de las operaciones realizadas entre octubre y diciembre de 2018, son los siguientes:

Detalle Implicación continuada	Saldos a 31 de diciembre de 2018
Valor en libros total de las cuentas por cobrar antes de la transferencia	122.008.249
Valor en libros total de los activos que la Compañía continúa reconociendo	6.421.487
Valor en libros de los pasivos asociados	(6.421.487)

Disminución por recaudo de cartera del mercado mayorista por \$23.628.917.

Aumento de contratos para el mercado no regulado y otros clientes por \$4.311.067.

Reclasificación del rubro de cartera del mercado mayorista del corto a largo plazo de Electricaribe por \$43.242.362.

- (b) En el negocio de distribución el principal cliente institucional de Codensa es la UAESP. Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 los principales conceptos en proceso de reclamación por parte de la UAESP se describen a continuación:

Cartera IVA infraestructura de alumbrado público

El 14 de noviembre de 2013 Codensa elevó una consulta a la DIAN sobre la aplicabilidad del Artículo 19 del Decreto 570 de 1984, para la determinación de la base gravable especial en el arrendamiento de bienes muebles; la DIAN emitió una respuesta sin resolver la solicitud realizada por Codensa. Posteriormente, el 4 de noviembre de 2014, la DIAN emitió un nuevo concepto que no llegó a definir

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

la consulta de Codensa, razón por la cual el 16 de diciembre de 2014, se radicó un nuevo comunicado solicitando la aclaración del concepto.

Paralelamente, con el fin de aclarar si el arrendamiento de la infraestructura de alumbrado público causa IVA, el 5 de diciembre de 2014 Codensa elevó una consulta a la DIAN.

El 6 junio de 2015, Codensa presentó la solicitud de conciliación con la UAESP ante la Procuraduría, la cual fue rechazada inicialmente argumentando que la misma no era procedente, no obstante, se presentó el recurso pertinente el cual fue resuelto favorablemente el 1 de julio de 2015 fijando audiencia de conciliación el 5 de agosto de 2015. La audiencia de conciliación se llevó a cabo en la fecha indicada, pero las partes decidieron no conciliar.

Simultáneamente, el 17 de junio de 2015 se presentó la demanda contra la UAESP con el fin de evitar que la Entidad argumentara el vencimiento del término para demandar si la misma fuera presentada con posterioridad a la audiencia de conciliación. El 2 de octubre de 2015, Codensa solicitó una medida cautelar que tenía como objeto que la UAESP pagara anticipadamente el saldo adeudado, la cual fue negada por la sección tercera del Tribunal Administrativo de Cundinamarca considerando que esto se resolvía en la sentencia.

La DIAN mediante el concepto No 100202208-0808 del 1 de septiembre de 2015, se pronunció respecto al tratamiento del IVA en el arrendamiento de infraestructura para el servicio de alumbrado público, aclarando que el servicio de Alumbrado Público no es un servicio público domiciliario y que por tal motivo sobre este servicio se causa IVA; opinión que respaldaba el cobro que ha realizado Codensa a la UAESP.

Dando cumplimiento al concepto en mención y las comunicaciones emitidas por parte de Codensa a la UAESP, en noviembre de 2015 inició la facturación de los intereses corrientes y moratorios calculados sobre el saldo adeudado por esta entidad. Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, los intereses corrientes ascienden a \$5.059.734 y los intereses moratorios ascienden a \$1.148.266. Los intereses no se han incrementado desde febrero de 2016 teniendo en cuenta que Codensa congeló la facturación de intereses como resultado de las mesas de trabajo establecidas conjuntamente con la UAESP.

El 6 de octubre de 2016, Codensa fue notificada del fallo de primera instancia proferido el 28 de septiembre de 2016 por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, el cual niega las pretensiones de la demanda presentada por Codensa respecto a la obligación del pago del IVA por el arrendamiento de la infraestructura para la prestación del servicio de alumbrado público, por parte de la UAESP. La sentencia manifiesta principalmente que: (i) Codensa es prestadora del servicio de alumbrado público en el Distrito de Bogotá y en su condición de prestador del servicio es responsable del impuesto; (ii) En el anexo No. 1 del acuerdo del 25 de enero de 2002 no se incluyó el IVA dentro de los componentes de liquidación (a) suministro de energía (b) arrendamiento de infraestructura (c) administración, operación y mantenimiento, por lo cual se entiende que el IVA está incluido en el costo de prestación del servicio, y (iii) desnaturaliza el contrato de arrendamiento teniendo en cuenta que el convenio No. 766 de 1997, no reúne los requisitos del mismo.

El 21 de octubre de 2016, Codensa radicó ante el Tribunal de Cundinamarca, el recurso de apelación contra la sentencia proferida por dicha corporación judicial. Posteriormente se radicó petición de prelación de fallo ante el Consejo de Estado, con el fin de dar celeridad al recurso de apelación, teniendo en cuenta la importancia e impacto del proceso.

El 17 de marzo de 2017, Codensa fue notificada por parte de la Sección Tercera del Consejo de

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

Estado manifestando la aceptación del recurso de apelación frente a la sentencia emitida por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca. En ese orden y con el fin de agilizar el pronunciamiento de esta instancia frente a la sentencia emitida, Codensa radicó un memorial solicitando la prelación del fallo, el cual se ingresó a despacho el 7 de abril de 2017.

El 4 de septiembre de 2017, La DIAN mediante el concepto No 100202208-0881 dirigido a la UAESP confirma la doctrina contenida en el Oficio No 025652 del 3 de septiembre de 2015, en la cual se concluye que el servicio de alumbrado público no está dentro del marco de exclusión señalado en el artículo 476 del estatuto tributario, en otras palabras que el servicio de alumbrado público no es un servicio público domiciliario y que por tal motivo sobre este servicio se causa IVA

El 29 de septiembre de 2017, el despacho notificó abstenerse sobre la prelación de fallo en la etapa procesal en la que se encuentra el proceso y notifica a la partes para que presenten los alegatos de conclusión. El 11 de octubre de 2017 Codensa presentó los alegatos de conclusión y el 13 de octubre de 2017 se presentaron alegatos por parte de la UAESP.

El 23 de octubre de 2017, se presentó memorial aportando el concepto mención como parte de las pruebas del proceso, así como también, se solicitó nuevamente la prelación de fallo.

A la fecha la UAESP no ha efectuado el pago por el IVA del servicio de arrendamiento correspondiente al 2015 y anteriores, exceptuando, noviembre y diciembre de 2015 que fueron cancelados en marzo de 2016 por \$1.987.355. Así mismo, la UAESP canceló el periodo comprendido entre enero y julio de 2016 por \$7.104.425, sin embargo, como resultado de la emisión del fallo en mención la UAESP desistió de los pagos a partir la facturación del servicio de agosto de 2016.

Los saldos no corrientes al 2018 y 2017, contienen la cuenta por cobrar en mora de la UAESP por concepto del IVA de arrendamiento de infraestructura del alumbrado público, facturado no recaudado desde julio de 2013, incluyendo intereses. Este monto corresponde a \$65.377.443 y \$48.509.984 respectivamente. La variación entre los periodos en mención corresponde a la facturación de IVA realizada en el 2018.

Con base en el concepto de los abogados externos de Codensa y en línea con lo establecido en la NIIF 9 Codensa consideró que independientemente del porcentaje de pérdida establecido existen variables que pueden conducir a la existencia de un alto riesgo de pérdida y por lo tanto se toma la decisión de provisionar el 100% de la cartera con corte a diciembre de 2018.

Sobre el tiempo de respuesta del proceso, es de aproximadamente 3 años, los cuales iniciaron en marzo de 2017.

- (c) En el negocio de distribución la cartera convenida corresponde principalmente a convenios entre Codensa y los clientes, para cancelar una suma determinada de dinero con un plazo y una tasa de interés preestablecida; éstos convenios aplican a los clientes que soliciten financiación por conceptos de consumos de energía en mora o en riesgo de no pago. Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 la cartera de corto plazo asciende a \$18.457.329 y \$16.168.659, el detalle por plazos de vencimiento de la cartera no corriente es el siguiente:

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

Año	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Entre uno y dos años	\$ 3.688.275	\$ 3.950.008
Entre dos y tres años	2.130.870	1.808.113
Mayor a tres años	8.051.704	6.720.768
	\$ 13.870.849	\$ 12.478.889

En el negocio de generación al 31 de diciembre de 2018 el valor corresponde principalmente a la cartera financiada comercial de los contratos de suministro de Energía No.EDCC-111-2012 y EDCC-154-201 y al otro sí número EDCC-136-2013/EM-13-213, celebrado con el cliente del mercado mayorista Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P, que por dificultades internas de flujo de caja se acuerda ampliar el pago de la facturas al primer día del tercer mes inmediatamente siguiente al mes del consumo, es así que el Grupo clasifica esta cartera como cartera financiada a largo plazo por \$55.747.757. Adicionalmente, el 3 de junio de 2017 se firma el acuerdo de acreedores entre Termocandelaria y sus acreedores, en el cual el Grupo, actúa como operador de las transacciones en bolsa, mediante la representación de XM, en el cual se fijaron los términos y condiciones bajo las cuales Termocandelaria, dará cumplimiento a las obligaciones a su cargo; al finalizar el periodo, la cartera tiene un saldo corriente por \$934.239 y no corriente por \$1.556.941.

- (d) En el negocio de distribución al 31 de diciembre de 2018 y 2017, corresponde principalmente a trabajos a particulares \$25.828.196 y \$26.772.653, obras eléctricas \$26.834.056 y \$27.265.747, infraestructura \$7.453.140 y \$5.314.830, Codensa Servicios \$16.632.695 y \$12.705.539 y encargos de cobranza \$7.471.144 y \$6.186.810 respectivamente.
- (e) En el negocio de distribución la cartera de negocios complementarios corresponde a convenios entre el Grupo y los clientes, para cancelar una suma determinada de dinero con un plazo y una tasa de interés preestablecida; que soliciten financiación por conceptos instalaciones, adecuaciones, multas por pérdidas y demás servicios que preste el Grupo. El detalle por plazos de vencimiento de la cartera no corriente es el siguiente:

Año	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Entre uno y dos años	\$ 12.042.589	\$ 10.660.896
Entre dos y tres años	5.516.442	4.748.484
Mayor a tres años	1.958.780	1.135.431
	\$ 19.517.811	\$ 16.544.811

El incremento entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2018, corresponde principalmente a la firma de convenios de la línea Codensa Servicios, entre los cuales se encuentran los acuerdos Uniaguas E.S.P S.A por \$2.987.832, Sociedad de Cirugía Hospital San Jose \$1.360.070, Emmanuel Instituto de Rehabilitación \$928.771, Vased \$539.957, Bancolombia \$469.332, Universidad Incca \$465.579, Clinica Chia S.A \$411.386, Agua del Sinu S.A ESP \$373.063, Fermin de Santamaria \$357.000, Fidufes Sociedad Fiduciaria \$280.101, Fiduciaria Helm Trust \$246.112, Jose A Gonzalez M \$232.244 y otros de menor cuantía.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

Deterioro de cartera

A partir del 1 de enero de 2018 con la entrada en vigencia de la NIIF 9, se calcula la pérdida crediticia esperada reconociendo el deterioro de manera anticipada desde el primer día y no esperando a que se dé algún evento que indique el deterioro del activo financiero.

En la implementación se adoptaron tres modelos definidos por el grupo:

- Modelo simplificado colectivo
- Modelo simplificado individual
- Modelo general colectivo

(Ver nota 3.1. Cambios en Políticas y nota 3.2.7 (b) política de deterioro de activos financieros)

La evolución del deterioro de cartera es el siguiente:

Concepto	Deterioro bajo NIC 39 al 31 de diciembre de 2017	Deterioro bajo NIIF 9 al 1 de enero de 2018 (1)	Deterioro bajo NIIF 9 al 31 de diciembre de 2018 (2)
Provisión de deterioro cuentas comerciales			
Modelo Simplificado Colectivo i	\$ -	\$ 29.659.662	\$ 36.485.026
Modelo Simplificado Individual ii	-	128.981.393	217.388.861
Total Provisión de deterioro cuentas comerciales	\$ 210.733.765	\$ 158.641.055	\$ 253.873.887
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar			
Modelo General Colectivo	-	7.711.006	8.007.543
Total Provisión deterioro otras cuentas por cobrar	\$ 10.110.756	\$ 7.711.006	\$ 8.007.543
Total	\$ 220.844.521	\$ 166.352.061	\$ 261.881.430

- (1) Por la adopción de NIIF 9 de acuerdo con la nota 3.1.(b) cambios en políticas.
- (2) Por el año 2018 las variaciones principales en el deterioro del negocio de distribución se presentaron por:
 - i. Modelo Simplificado Colectivo: Se presenta incremento de provisión \$6.825.364 principalmente por el aumento de los saldos de cartera de las categorías residencial, comercial e industrial.
 - ii. Modelo Simplificado Individual:
 - Incremento provisión de clientes que presentan riesgo de incumplimiento en acuerdos de pago \$3.034.216 principalmente por Municipio de Agua de Dios \$1.730.005, Fabio Mussilini \$492.539, Pablo Forero \$480.644 y Fabiola Rojas \$475.530.
 - Incremento provisión de Iva infraestructura de Alumbrado Público PD 100% \$13.173.133
 - Ajuste provisión de cartera litigio luminarias UAESP -\$35.873.423
 - Incremento en provisión de clientes prescritos (sin demanda en curso) que en el año 2017 se cambiaron del modelo colectivo al individual con PD 100% \$1.742.709

En el negocio de distribución al 31 de diciembre de 2018 y 2017, corresponde principalmente a cuentas por cobrar a empleados por un valor presente de \$38.265.474 y \$32.795.453, cuentas por cobrar a personal retirado por un valor presente de \$3.299.422 y \$3.286.835 por concepto de préstamos de vivienda, electrodomésticos, educación entre otros, respectivamente. Los préstamos otorgados a empleados se adjudican con tasas entre el 0% y el 4,75% y para personal retirado entre el 0% y el 7%, razón por la cual, la Compañía descuenta los flujos futuros a la tasa de mercado,

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

reconociendo como beneficio pagado por anticipado el diferencial entre la tasa de mercado y la tasa adjudicada, y amortizándolos durante la vida del préstamo.

En el negocio de generación al 31 de diciembre de 2018, se encuentra principalmente préstamos de vivienda a empleados por \$11.192.894; el saldo a favor generado en la declaración de renta 2003 por \$5.549.220, el cual fue solicitado a la DIAN. Este saldo a favor se encuentra en discusión con la DIAN mediante proceso de fiscalización del impuesto, el cuál fue llevado a la vía judicial. El 27 de julio de 2017 el Tribunal Administrativo del Huila emitió fallo de primera instancia acogiendo los argumentos de la DIAN considerando que ciertos ingresos del Grupo, tales como ajustes por inflación y el resultado no operacional, no califican en la exención de la Ley Páez por no estar relacionadas con la actividad de generación eléctrica. El fallo no planteó un sustento jurídico de fondo y tampoco se pronunció sobre varios argumentos de defensa presentados por el Grupo. Del mismo modo, el Tribunal confirmó sanción de inexactitud sin analizar diferencia de criterios ni definir el hecho sancionable.

Garantías otorgadas por los deudores:

Para los clientes que firman acuerdos de pago así como para la financiación de productos diferentes de energía el Grupo respalda estas deudas con pagarés en blanco. Así mismo, para las deudas de los empleados se constituyen garantías personales (pagarés y cartas de instrucciones) y garantías reales (hipotecas y prendas).

8 Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

Compañía	Tipo de Vinculada	País de Origen	Tipo de Transacción	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Enel SPA	Controladora	Italia	Expatriados	\$ 2.927.410	\$ 2.741.774
Grupo Energía Bogotá S.A.E.S.P	Accionista	Colombia	Iluminación Navideña	1.323.529	-
Grupo Energía Bogotá S.A.E.S.P	Accionista	Colombia	Otros servicios	8.608	44.827
Enel Energía	Otra (*)	Italia	Expatriados	268.162	258.650
Endesa Energía S.A.	Otra (*)	España	Servicios Call Center	257.959	106.834
Endesa Operaciones y Servicios	Otra (*)	España	Servicios Call Center	232.562	222.797
Enel Distribuzione	Otra (*)	Italia	Expatriados	106.309	93.182
Enel Chile S.A.	Otra (*)	Chile	Expatriados	100.440	72.134
Enel Iberoamerica SRL	Otra (*)	España	Expatriados	95.450	95.450
Enel Distribución Perú S.A.	Otra (*)	Perú	Otros servicios	23.704	11.683
Empresa Distribuidora del Sur	Otra (*)	Argentina	Expatriados	15.513	-
Endesa CEMSA S.A.	Otra (*)	Argentina	Expatriados	12.429	-
Cia, Energetica Do Ceara	Otra (*)	Brasil	Expatriados	11.995	-
Deterioro de cartera (1)	Financiero	Colombia	Financiero	(3.912)	-
Energía Nueva	Otra (*)	México	Expatriados	-	137.687
Enel Américas	Controladora	Chile	Otros servicios	-	64.573
				\$ 5.380.158	\$ 3.849.591

(*) Corresponden a sociedades sobre las cuales Enel SPA posee influencia significativa o control

(1) Enel Green Power Colombia S.A. E.S.P calculó un deterioro de cartera por método general con una tasa de probabilidad de incumplimiento para Emgesa de 1,65% para 2018.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

Cuentas por pagar a entidades relacionadas

Compañía	Tipo de Vinculada	País de Origen	Tipo de Transacción	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
				Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Enel Finance International NV	Otra (*)	Italia	Préstamos (1)	\$ 192.839.720	\$ -	\$ 15.505	\$ -
	Otra (*)	Italia	Financiamiento (2)	19.501.047	-	-	-
	Otra (*)	Italia	Comisión bancaria	759	-	-	-
Grupo Energía Bogotá S.A.E.S.P	Accionista	Colombia	Dividendos (3)	135.155.157	-	115.086.353	-
	Accionista	Colombia	Otros servicios	40.460	-	-	-
Enel Américas	Controladora	Chile	Dividendos (3)	127.202.316	-	108.314.424	-
Enel Italia Srl	Otra (*)	Italia	Otros servicios (4)	17.752.619	-	25.027.912	-
Enel Italia Srl	Otra (*)	Italia	Expatriados	1.865.423	-	1.748.418	-
			Estudios y proyectos (5)	7.565.834	-	4.645.191	-
Enel Produzione Spa	Otra (*)	Italia	Otros servicios	762.389	-	220.623	-
	Otra (*)	Italia	Expatriados	4.420.771	-	1.237.158	-
Enel Green Power	Otra (*)	Italia	Otros servicios	3.668.738	-	1.654.226	-
Enel Generación Chile S.A.	Otra (*)	Chile	Otros servicios (6)	3.258.198	-	4.461.737	-
Enel Chile	Otra (*)	Chile	Otros servicios (6)	2.419.902	-	2.432.212	-
Enel Distribuzione	Otra (*)	Italia	Otros servicios (7)	269.732	-	245.856	-
	Otra (*)	Italia	Expatriados	2.530.915	-	1.097.612	-
Enel SPA	Controladora	Italia	Otros Servicios	-	-	623.804	-
Enel Iberoamerica SRL	Otra (*)	España	Otros servicios	-	-	243.051	-
	Otra (*)	España	Expatriados	1.243.084	-	-	-
Cesi SPA	Otra (*)	Italia	Otros servicios	1.113.248	-	-	-
Enel Green Power Brasil P	Otra (*)	Brasil	Expatriados	745.735	-	362.575	-
C.G. Term. Fortaleza	Otra (*)	Brasil	Expatriados	740.797	-	382.754	-
Enel Green Power España	Otra (*)	España	Expatriados	591.204	-	244.929	-
Enel Global Infr. & Network	Otra (*)	Italia	Expatriados	574.694	-	-	-
Enel Gl Th Generation SRL	Otra (*)	Italia	Otros servicios	490.055	-	-	-
Enel Trade	Otra (*)	Italia	Expatriados	434.668	-	319.320	-
Enel Fortuna S.A.	Otra (*)	Panamá	Expatriados	172.259	-	171.834	-
Enel Distribución Chile	Otra (*)	Chile	Expatriados	-	-	178.336	-
				\$ 525.359.724	-	\$ 268.713.830	\$ -

(*) Corresponden a sociedades sobre las cuales Enel SPA posee influencia significativa o control.

(1) En diciembre de 2017 Enel Green Power Colombia S.A.S suscribió un acuerdo para la financiación del proyecto con Enel Finance International NV por un monto hasta de 50.000 de dólares los cuales han sido desembolsados de acuerdo a las necesidades del proyecto y al surtimiento de las aprobaciones correspondientes. Los préstamos otorgados de la primera línea de crédito fueron pactados a una tasa variable Libor + 0,8% estos intereses son pagaderos semestralmente.

En noviembre de 2018 Enel Green Power Colombia S.A.S suscribió otro acuerdo para la financiación del proyecto por un monto de 20 de millones de dólares de los cuales Enel Finance International NV ha desembolsado 9.200 de dólares. Ésta nueva línea de crédito tiene una tasa variable Libor + 2.25% intereses pagaderos semestralmente. La Compañía pagará una comisión de 0.79% sobre el saldo anual pendiente de desembolsar que serán pagados al final del préstamo.

(2) Corresponde a préstamo de Enel Green Power Colombia S.A.S por \$19.498.500, el cual generó intereses por \$2.547. En marzo de 2018 la compañía suscribió un acuerdo de financiación con Enel Finance International NV por un monto hasta de 6 millones de dólares los cuales han sido desembolsados de acuerdo a las necesidades de los proyectos y al surtimiento de las aprobaciones correspondientes. Los préstamos otorgados fueron pactados a una tasa variable Libor + 1,9% estos intereses son pagaderos trimestralmente.

(3) Corresponde a dividendos decretados por pagar sobre la utilidad del 2017. De acuerdo al plan de pagos se cancelarán en enero de 2019.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

- (4) Corresponde principalmente (i) Servicios de Cybersecurity y Digital Enabler solicitados por el área de ICT. (ii) Servicios informáticos asociados con la implementación del servicio Cloud. Provisión por Generación Management fee y Technical Fee.
- (5) Corresponde a los servicios de Ingeniería para los proyectos BEPP (Best Enviromental Practice Prpject) y Life Extensión de la central Termozipa por y al contrato E&C Services Italia 1Q 2018 Services Engineering.
- (6) Corresponde a gastos de Informática y tecnología respecto al soporte, mantenimiento, licencias de Sales Force SAP.
- (7) Corresponde a la adquisición de medidores por proyecto Smart Metering del negocio de distribución.

Efectos en resultados con entidades relacionadas

Compañía	Concepto de la Transacción	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Ingresos			
Grupo Energía Bogotá	Iluminación navideña	\$ 1.323.529	\$ 1.293.103
	Operación de subestación, otros	-	577.755
Endesa Operaciones y Servicios	Otros servicios	681.594	764.505
	Diferencia en cambio	77.460	83.987
Enel Spa	Expatriados	443.399	1.751.999
	Diferencia en cambio	24.473	8.921
Endesa Energía	Otros servicios	304.682	267.209
	Diferencia en cambio	35.154	29.460
Enel Italia	Diferencia en cambio	132.271	355.227
Enel Distribuzione Spa	Expatriados	106.309	93.182
	Diferencia en cambio	27.805	143.842
Enel Chile S.A.	Expatriados	27.212	47.958
	Diferencia en cambio (1)	511.779	35.101
Enel Produzione	Diferencia en cambio	17.533	-
Empresa Distribuidora Sur S.A	Expatriados	15.513	-
Endesa CEMSA S.A.	Expatriados	12.429	-
Cia, Energetica Do Ceara	Expatriados	11.995	-
Enel Distribución Perú S.A.	Expatriados	10.981	-
Enel Distribución Perú S.A.	Diferencia en cambio	2.315	47
Enel energía	Expatriados	9.512	258.650
Enel Fortuna S.A.	Diferencia en cambio	9.500	-
Enel Global Trading SPA	Diferencia en cambio	8.003	-
Energía Nueva Energía Limpia	Expatriados	-	52.563
	Diferencia en cambio	3.253	7.809
Enel Green Power Italia	Diferencia en cambio	2.399	-
Cesi SPA	Diferencia en cambio	1.185	-
Enel Américas	Otros servicios	-	54.263
Enel Distribución	Diferencia en cambio	-	1.137
Enel Generación Chile	Diferencia en cambio	-	2.016
Enel Iberoamérica SRL	Expatriados	-	29.830
	Diferencia en cambio	-	21.119
		\$ 3.800.285	\$ 5.879.683

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

Compañía	Concepto de la Transacción	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Costos y Gastos			
Enel Italia Servizi	Servicios Informáticos (2)	\$ 12.544.986	\$ 16.952.760
	Expatriados (3)	64.298	1.748.418
	Diferencia en cambio	529.173	793.899
Enel Finance International N.V.	Diferencia en cambio	9.713.190	-
	Intereses línea de crédito	2.059.028	-
	Comisión Bancaria	316.657	-
Enel Green Power Italia	Expatriados	2.771.722	468.010
	Financiamiento	1.074.713	599.970
	Diferencia en cambio	-	40.601
Enel Green Power International NV	Financiamiento	2.266.815	(59.307)
Enel Spa	Expatriados	1.730.715	1.810.971
	Diferencia en cambio	2.890	26.197
Enel Produzione SPA	Otros Servicios	993.438	976.137
	Diferencia en cambio	36.529	87.091
Enel Global Infr. & Network	Expatriados	574.694	-
Enel Global Trading SPA	Otros Servicios	543.977	601.832
Enel Distribuzione Spa	Expatriados	536.597	517.326
	Diferencia en cambio	57.420	93.460
Enel GI Th Generation SRL.	Otros Servicios	490.055	-
Enel Iberoamérica SRL	Expatriados	376.229	690.986
	Diferencia en cambio	-	(5.367)
Enel Fortuna S.A	Otros Servicios	360.683	171.834
C.G. Term. Fortaleza	Otros Servicios	358.044	382.754
Enel Green Power España	Otros servicios	337.267	222.201
Enel Generación Chile S.A.	Diferencia en cambio	160.988	-
	Otros Servicios	-	219.021
Endesa Operaciones y Servicios	Diferencia en cambio	76.416	45.916
Cesi SPA	Diferencia en cambio	35.949	-
Grupo Energía Bogotá	Arrendamientos	24.523	-
Endesa Energía S.A.	Diferencia en cambio	23.466	12.326
Enel Chile S.A.	Diferencia en cambio	14.223	338.745
Energía Nueva Energía Limpia Mx	Diferencia en cambio	6.444	8.589
	Otros Servicios	843	-
Enel Américas	Diferencia en cambio	2.346	-
Enel Distribución Perú S.A.	Diferencia en cambio	1.275	-
Enel Distribución Chile S.A	Expatriados (4)	(52.362)	178.536
		\$ 38.033.231	\$ 26.922.906

- (1) Diferencia en cambio generada en el pago de la facturación de los servicios de licenciamiento y arriendo de software prestados en el 2017.
- (2) Corresponde a servicios de infraestructura tecnológica y gestión de sistemas de información
- (3) En el año 2017 Enel Italia Servizi generó facturación de costos de expatriados de periodos anteriores
- (4) Corresponde a recuperación de gastos del periodo anterior.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

Junta directiva y personal clave de la gerencia

Junta directiva

El Grupo cuenta con una Junta Directiva compuesta por siete (7) miembros principales, cada uno de ellos con un suplente personal, elegidos por la Asamblea General de Accionistas mediante el sistema de cuociente electoral. Conforme a lo indicado en los estatutos, mientras que la sociedad tenga la calidad de emisor de valores, el 25% de los miembros de la Junta Directiva serán independientes en los términos de ley. La designación de miembros de la Junta Directiva se realiza por períodos de dos (2) años, pudiendo ser sus miembros reelegidos indefinidamente, y sin perjuicio de la facultad de la Asamblea de Accionistas de removerlos libremente en cualquier momento.

De acuerdo con el acta de Asamblea General de Accionistas número 69 de Codensa S.A. E.S.P. celebrada el 20 de marzo de 2018, se aprobó la siguiente plancha de Junta Directiva:

Renglón	Principal	Suplente
Primero	Caldas Rico Andrés	Restrepo Molina Carlos Mario
Segundo	Vargas Lleras José Antonio	Lopez Vergara Leonardo
Tercero	Rubio Díaz Lucio	Pardo Gómez Juan Manuel
Cuarto	Álvarez Hernández Astrid	Baracaldo Andrés
Quinto	Castilla Canales Felipe	Botero Valencia Alejandro
Sexto (Independiente)	Franco Reyes José Antonio	Rodríguez Ríos Daniel
Séptimo (Independiente)	López Valderrama Andrés	Noero Arango Vicente

El día 26 de abril del año 2018, el señor José Antonio Franco Reyes, miembro principal del sexto renglón, presentó su renuncia como miembro de la Junta Directiva de Codensa S.A. E.S.P. Así mismo, el día 22 de agosto de 2018, el señor Vicente Noero presentó su renuncia como miembro suplente del séptimo renglón de la Junta Directiva. En virtud de lo anterior, el día 20 de septiembre de 2018 se llevó a cabo una sesión Extraordinaria de la Asamblea de Accionistas donde se aprobó la designación del señor Mario Antonio Cajiao Pedraza como miembro suplente del séptimo renglón de la Junta Directiva y se mantuvo vacante el miembro principal del sexto dado que no hubo ninguna propuesta para este último cargo, por lo cual la Junta Directiva, a la fecha de corte, se encuentra compuesta de la siguiente manera:

Renglón	Principal	Suplente
Primero	Caldas Rico Andrés	Restrepo Molina Carlos Mario
Segundo	Vargas Lleras José Antonio	Lopez Vergara Leonardo
Tercero	Rubio Díaz Lucio	Pardo Gómez Juan Manuel
Cuarto	Álvarez Hernández Astrid	Baracaldo Andrés
Quinto	Castilla Canales Felipe	Botero Valencia Alejandro
Sexto (Independiente)	Vacante	Rodríguez Ríos Daniel
Séptimo (Independiente)	López Valderrama Andrés	Cajiao Pedraza Mario Antonio

De acuerdo con el acta de Asamblea General de Accionistas número 99 de Emgesa S.A. E.S.P. celebrada el 20 de marzo de 2018, se aprobó la siguiente plancha de Junta Directiva en los términos expuestos a continuación.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

Renglón	Principal	Suplente
Primero	Caldas Rico Andrés	Jiménez Diana Marcela
Segundo	Rubio Díaz Lucio	Gutiérrez Medina Fernando
Tercero	Vargas Lleras José Antonio	Di Murro Michele
Cuarto	Álvarez Hernández Astrid	Villasante Losada Álvaro
Quinto	Vivas Munar Diana Margarita	Merizalde Arico Camila
Sexto	Alarcón Mantilla Luis Fernando	Galarza Naranjo Rodrigo
Séptimo	Lafaurie Luisa Fernanda	Camacho Maria Paula

El Consejo de Administración vigente en Enel Green Power Colombia S.A.S a 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

Renglón	Principal	Suplente
Primero	Shakhtur Said Ali Ahmed	Astudillo Sepúlveda José Manuel
Segundo	Stancampiano James Lee	Carrasco Aedo Dennis Daniel
Tercero	López Durán Azahara de los Ángeles	Tavera Olivos Víctor Alejandro

El consejo Directivo vigente en El Paso Solar S.A.S a 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

Renglón	Principal	Suplente
Primero	Shakhtur Said Ali Ahmed	Bermúdez Alejandra
Segundo	Scala Antonio	Tutoli Francesco
Tercero	López Durán Azahara de los Ángeles	Tavera Olivos Víctor Alejandro

El Grupo designa un Presidente, el cual es elegido por la Junta Directiva entre sus miembros para un período determinado, pudiendo ser reelegido indefinidamente o removido libremente antes del vencimiento del período. Así mismo, la Junta Directiva tiene un Secretario, quién puede ser miembro o no de la Junta. La designación del Presidente se aprobó por la Junta Directiva en sesión del 26 de mayo de 2015. El Secretario de la Junta Directiva fue designado en sesión del 21 de marzo de 2018.

Conforme a lo establecido en el Artículo 55 de los estatutos sociales, es función de la Asamblea General de Accionistas fijar la remuneración de los miembros de la Junta Directiva. La remuneración vigente a 30 de septiembre de 2018, según aprobación de la Asamblea de Accionistas en sesión ordinaria del 20 de marzo de 2018 es de USD\$1.000, después de impuestos, por asistencia a cada sesión de la Junta Directiva.

A continuación, se presentan los honorarios pagados a la Junta Directiva:

Nombre	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Rubio Díaz Lucio	\$ 74.680	\$ 86.960
Vargas Lleras José Antonio	81.534	74.152
Álvarez Hernández Gloria Astrid	39.941	73.538
Cabrales Martínez Orlando	-	43.415
Riga Bruno	-	40.110
Acosta David Felipe	6.711	40.092
Vivas Munar Diana Margarita	34.155	30.281
Castilla Canales Felipe	37.107	30.197
Franco Reyes José Antonio	9.689	30.197
Lafaurie Luisa Fernanda	37.414	30.117
Alarcón Mantilla Luis Fernando	40.588	16.717
Galarza Naranjo Rodrigo	6.579	13.564
Angulo Gonzalez Maria Victoria	-	13.229
Eduardo Aguirre Jose Bernardo	-	13.229
López Valderrama Andres	33.739	16.916
Moreno Restrepo Ernesto	16.238	6.793
Merizalde Arico Camila	16.227	6.793

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

Nombre	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Caprini Daniele	-	6.767
Lopez Vergara Leonardo	6.906	3.435
Restrepo Molina Carlos Mario	-	6.757
Herrera Lozano José Alejandro	-	6.672
Araujo Castro María Consuelo	-	6.589
Noero Arango Vicente Enrique	-	-
Botero Valencia Alejandro	-	3.423
Rodríguez Rios Daniel	27.418	3.423
Romero Raad Richard Ernesto	-	3.405
Gomez Navarro Sergio Andrés	-	3.322
Jiménez Rodríguez Diana Marcela	3.507	-
Pardo Juan Manuel	3.252	-
Caldas Rico Andrés	67.715	-
Baracaldo Sarmiento Andrés	10.114	-
Villasante Losada Alvaro	17.539	-
Di Murro Michele	3.633	-
	\$ 574.686	\$ 610.093

Personal clave de la gerencia

A continuación se relaciona el personal clave de la Gerencia:

Nombre	Cargo
Lucio Rubio Díaz	Director General País
Bruno Riga	Gerente General Emgesa S.A. E.S.P.
David Felipe Acosta Correa	Gerente General Codensa S.A. E.S.P.
Di Murro Michelle (a)	Gerente de Administración, Finanzas y Control

- (a) A partir de abril 2018 se realizó el nombramiento del Gerente de Administración y Finanzas Michele Di Murro, quien reemplazó a Daniele Caprini.

Planes de incentivos al personal clave de la gerencia

El Grupo tiene para sus ejecutivos un bono anual por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual al Grupo. Estos bonos corresponden a un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el Grupo no cuenta con beneficios de pagos basados en acciones al personal clave de la gerencia ni a constituido garantías a favor de los mismos.

Al 31 de diciembre de 2018 no hay pagos de indemnizaciones por terminación.

9 Inventarios, neto

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Materiales eléctricos, neto (1)	\$ 106.586.480	\$ 84.995.774
Fuel Oil (2)	29.957.788	11.002.086
Carbón (3)	22.183.861	29.126.657
Elementos y accesorios de energía	13.410.177	10.633.014
Transformadores	8.570.211	5.391.458
Materiales no eléctricos	4.333.101	2.915.072
Valor agregado	449.380	492.501
	\$ 185.490.998	\$ 144.556.562

- (1) En el 2018 el negocio de distribución incrementó la adquisición de materiales en función de los proyectos tales como; el plan de mantenimiento y modernización en calidad de las líneas y redes e

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

infraestructura de media tensión, refuerzo de red y equipos de telecontrol, subterranización de redes baja y media tensión por el plan de ordenamiento territorial (POT), ampliación de capacidad alta tensión entre otros, proyectos tendientes a mejorar los índices de calidad y capacidad del servicio, modernización y expansión del alumbrado público.

A continuación, se detalla el movimiento de la provisión por deterioro asociada a los materiales:

Saldo al 31 de diciembre de 2017	\$	(155.108)
Utilización de provisión		124.911
Dotación de provisión		(1.167.363)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	\$	(1.197.560)

- (2) Corresponde a mayores volúmenes de compra en Fuel Oil (Central Cartagena) principalmente en los meses de marzo y diciembre, necesarios para atender los despachos de generación de seguridad del Sistema Interconectado Nacional, que durante el año tuvieron mayor recurrencia respecto del 2017, debido a situaciones de emergencia de orden público, a restricciones eléctricas, mantenimientos programados y no programados de la red local del Caribe y del sistema de transmisión nacional hacia la costa (500 kWh).
- (3) Carbón (Central Termozipa): Al 31 de diciembre de 2018 el inventario de carbón, presenta una disminución por el incremento de generación térmica respecto a 2017, principalmente en diciembre, para atender la demanda eléctrica ante presencia del Fenómeno de El Niño.

No existen inventarios pignorados como garantía de cumplimiento de deudas.

10 Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta

En el negocio de distribución la junta directiva aprobó iniciar el proceso de venta de la Pequeña Central Hidroeléctrica PCH Río Negro, y la contratación de una banca de inversión que canalice dicho proceso de venta.

La PCH Río Negro se recibió en la fusión con la Empresa de Energía de Cundinamarca - EEC en el año 2016. Considerando que Codensa S.A. E.S.P. fue constituida después del año 1992 le es aplicable la restricción de integración vertical y por lo tanto no puede operar ni representar comercialmente ningún activo de generación, por lo tanto a la fecha se ha iniciado el proceso de venta con la asesoría de la banca de inversión.

El plan de venta se está adelantando con la banca de inversión Bancolombia, basada en un cronograma que cierra la venta en el año 2019 y en un listado de potenciales compradores.

Teniendo en cuenta el proceso de venta y lo establecido en la NIIF 5 "Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas" previo a la clasificación como activo no corriente mantenido para la venta, la PCH ha sido registrada al valor razonable; lo anterior implicó reconocer una pérdida por deterioro de \$15.453.756 la cual ha sido determinada de acuerdo con la valoración realizada internamente por el Grupo.

A continuación se presentan los activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta al 31 de diciembre de 2018.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

	Saldo a 31 de diciembre de 2018
Activos no corrientes mantenidos para la venta	
Propiedades, planta y equipo, neto	
Planta de central hidráulica	\$ 18.917.654
Pasivos no corrientes mantenidos para la venta	
Provisiones	-
Desmantelamiento	(12.453.350)
Valor neto de activos y pasivos mantenidos para la venta	\$ 6.464.304

11 Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía, neto

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Licencias (1)	\$ 45.855.203	\$ 75.408.820
Programas informáticos (2)	152.611.932	66.218.323
Derechos (3)	43.820.713	46.304.834
Servidumbre	56.466.786	32.332.336
Costos de desarrollo	13.466.779	6.616.828
Otros activos intangibles identificables	5.971.003	6.149.418
Construcciones y avances de obras	5.215.185	5.266.910
Otros recursos intangibles	755.818	882.508
Activos intangibles, neto	318.192.416	233.030.559
<i>Costo</i>		
Licencias	94.177.934	117.821.723
Programas Informáticos	269.433.885	164.299.797
Derechos	83.322.027	83.322.027
Servidumbre	67.186.183	41.793.492
Costos de desarrollo	44.878.811	36.483.447
Otros Activos Intangibles Identificables	9.968.712	10.020.437
Construcciones y avances de obras	5.215.185	5.266.910
Otros recursos intangibles	4.753.527	4.753.527
Activos Intangibles, Bruto	568.967.552	453.740.923
<i>Amortización</i>		
Licencias	(48.322.731)	(42.412.903)
Programas Informáticos	(116.821.953)	(98.081.474)
Derechos	(39.501.314)	(37.017.193)
Servidumbre	(10.719.397)	(9.461.156)
Costos de desarrollo	(31.412.032)	(29.866.619)
Otros Activos Intangibles Identificables	(3.997.709)	(3.871.019)
Amortización Acumulada de Activos Intangibles	\$ (250.775.136)	\$ (220.710.364)

- (1) Corresponde principalmente a los proyectos de la plataforma CRM Sales Force por \$22.179.142 y plataforma de BI-BA por \$3.739.198; la primera es la transformación de la plataforma de atención a modelos multicanal que permite llevar una gestión de los procesos de preventa, venta, posventa de productos y servicios de valor agregado (PSVA's), y la transformación del sistema de inteligencia de negocios BI a la nueva plataforma Cloud, la cual permitirá optimizar la extracción y tratamiento de la data.
- (2) Corresponde principalmente al proyecto E4E (Evolution for Energy) por \$59.087.108, que tiene como objetivo la estandarización de los sistemas SAP que soportan los modelos contables, la gestión de activos y la operación del Grupo, dentro de los costos más importantes asociados al proyecto se encuentran los honorarios de consultoría para realizar el roll out del sistema. Software Scada \$ 21.556.516, utilizado como tecnología de telecontrol y automatización para la red de

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

distribución de media tensión bajo el modelo Enel que permitan mejorar de manera significativa los indicadores de calidad del servicio.

- (3) Dentro de los derechos se presenta como intangible las erogaciones para obtener el usufructo del mayor caudal de agua útil, proveniente de los proyectos Chingaza y Río Blanco para producción de la Central Pagua, la amortización se reconoce por el método de línea recta en un período de 50 años. Así mismo, en este rubro se clasifica la prima de estabilidad jurídica para el proyecto el Quimbo, esta prima tiene una vida útil de 20 años de acuerdo a la vigencia de los beneficios tributarios.

La composición y movimientos del activo intangible es la siguiente:

	Costos de Desarrollo	Servidumbre	Derechos	Licencias	Programas Informáticos	Construcciones y avances de obras	Otros recursos intangibles	Activos Intangibles
Saldo final 01/01/2017	\$ 35.691.475	\$ 25.328.069	\$ 48.788.954	\$ 56.817.489	\$ 47.627.155	\$ 4.405.324	\$ 1.009.225	\$ 219.667.691
Movimientos en activos intangibles								
Adiciones	1.637.187	7.743.678	-	24168158	24.159.831	9.288.386	-	66.997.240
Trasposos	-	-	-	-	8.426.800	(8.426.800)	-	-
Retiros	(29.220.023)	-	-	(176.585)	(764.298)	-	-	(30.160.906)
Amortización	(1.491.811)	(1.193.060)	(2.484.120)	(5.400.242)	(13.231.165)	-	(126.717)	(23.927.115)
Otros incrementos (disminuciones)	-	453.649	-	(42.172.552)	42.172.552	-	-	453.649
Total movimientos en activos intangibles identificables	(29.074.647)	7.004.267	(2.484.120)	(23.581.221)	60.763.720	861.586	(126.717)	13.362.868
Saldo Final 31/12/17	6.616.828	32.332.336	46.304.834	33.236.268	108.390.875	5.266.910	882.508	233.030.559
Movimientos en activos intangibles								
Adiciones	8.867.117	20.159.570	-	18.411.163	47.484.777	15.182.177	-	110.104.804
Trasposos	-	-	-	117.600	15.116.302	(15.233.902)	-	-
Amortización	(1.545.413)	(1.258.241)	(2.484.121)	(5.909.828)	(18.740.479)	-	(126.690)	(30.064.772)
Otros incrementos (disminuciones)	(471.753)	5.233.121	-	-	360.457	-	-	5.121.825
Total movimientos en activos intangibles identificables	6.849.951	24.134.450	(2.484.121)	12.618.935	44.221.057	(51.725)	(126.690)	85.161.857
Saldo Final 31/12/18	\$ 13.466.779	\$ 56.466.786	\$ 43.820.713	\$ 45.855.203	\$ 152.611.932	\$ 5.215.185	\$ 755.818	\$ 318.192.416

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el Grupo no posee activos intangibles de vida útil indefinida.

12 Propiedades, Planta y Equipo, neto

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Construcción en curso (1)	\$ 1.611.505.507	\$ 1.036.849.849
Edificios	236.495.724	229.800.669
Terrenos	377.656.576	363.977.518
Mejoras en Propiedad Ajena	1.940.277	2.781.441
Planta y equipo, neto	11.055.329.536	10.961.303.399
<i>Instalaciones y redes de distribución eléctrica</i>	2.784.854.721	2.698.392.975
<i>Subestaciones y líneas de alta tensión</i>	863.876.401	813.716.052
<i>Plantas de generación hidroeléctrica</i>	6.864.184.366	6.942.677.957
<i>Plantas de generación termoeléctrica</i>	537.242.911	502.643.324
<i>Torres Eólicas</i>	5.096.017	3.791.667
<i>Estaciones solares</i>	75.120	81.424
Instalaciones fijas y otras, neto	81.044.261	78.982.899

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
<i>Otras instalaciones</i>	51.523.877	47.117.665
<i>Instalaciones fijas y accesorios</i>	29.520.384	31.865.234
Arrendamientos financieros	12.631.750	7.929.328
Propiedades, planta y equipo, neto	\$ 13.376.603.631	\$ 12.681.625.103
Construcción en curso	1.611.505.507	1.036.849.849
Edificios	327.209.882	313.286.783
Terrenos	377.656.576	363.977.518
Mejoras en Propiedad Ajena	10.128.371	10.128.371
Planta y equipo	18.694.169.577	18.147.098.612
<i>Instalaciones y redes de distribución eléctrica</i>	6.132.597.844	5.818.490.058
<i>Subestaciones y líneas de alta tensión</i>	1.914.010.193	1.818.748.396
<i>Plantas de generación hidroeléctrica</i>	9.737.522.997	9.676.336.509
<i>Plantas de generación termoeléctrica</i>	904.045.886	829.054.092
<i>Torres Eólicas</i>	5.898.100	4.375.000
<i>Estaciones solares</i>	94.557	94.557
Instalaciones fijas y otras	262.212.924	249.067.749
<i>Otros instalaciones</i>	167.864.529	148.330.147
<i>Instalaciones fijas y accesorios</i>	94.348.395	100.737.602
Arrendamientos financieros	22.480.955	22.793.726
Propiedades, planta y equipo, bruto	\$ 21.305.363.792	\$ 20.143.202.608
Edificios	(90.714.158)	(83.486.114)
Mejoras en Propiedad Ajena	(8.188.094)	(7.346.930)
Planta y equipo	(7.638.840.041)	(7.185.795.213)
<i>Instalaciones y redes de distribución eléctrica</i>	(3.347.743.123)	(3.120.097.083)
<i>Subestaciones y líneas de alta tensión</i>	(1.050.133.792)	(1.005.032.344)
<i>Plantas de generación hidroeléctrica</i>	(2.873.338.631)	(2.733.658.552)
<i>Plantas de generación termoeléctrica</i>	(366.802.975)	(326.410.768)
<i>Torres Eólicas</i>	(802.083)	(583.333)
<i>Estaciones solares</i>	(19.437)	(13.133)
Instalaciones fijas y otras	(181.168.663)	(170.084.850)
<i>Otros instalaciones</i>	(116.340.652)	(101.212.482)
<i>Instalaciones fijas y accesorios</i>	(64.828.011)	(68.872.368)
Arrendamientos financieros	(9.849.205)	(14.864.398)
Depreciación acumulada de propiedades, planta y equipo	\$ (7.928.760.161)	\$ (7.461.577.505)

1) Los activos en construcción al cierre de 2018 corresponden a:

Actividad	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Distribución (a)	\$ 1.087.398.798	\$ 820.496.119
Generación (b)	306.625.962	204.451.802
Renovables (c)	217.480.747	11.901.928
Total construcciones en curso	\$ 1.611.505.507	\$ 1.036.849.849

(a) Los activos en construcción para la distribución corresponden a los siguientes proyectos:

Proyecto	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Conexiones líneas y redes masivos urbana	\$ 295.437.169	\$ 215.144.355
Proyecto telecontrol Latam – Codensa	116.847.000	126.935.371
Normalización y calidad servicio media tensión	112.363.807	69.628.339
Modernización alumbrado público Bogotá	83.078.567	25.959.509
Plan calidad líneas media tensión	57.160.582	24.550.189
Plan ordenamiento territorial IDU – Municipios	52.208.334	28.933.127
Ampliación capacidad media tensión	39.132.680	50.298.420
Expansión Alumbrado Público	36.194.789	32.401.805

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

Proyecto	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Construcción Subestación Norte STN-115Kva	34.156.379	37.044.989
Reposición infraestructura rural y urbana nivel 2	32.972.188	14.997.626
Ampliación capacidad alta tensión	26.562.300	47.187.990
Reposición transformadores y equipos rural urbana	25.506.832	19.876.756
Reposición infraestructura rural nivel 1	22.222.756	6.971.291
Adecuación equipos de medidas control pérdidas	19.280.757	15.603.239
Construcción Subestación Gran Sabana	18.760.200	6.054.769
Modernización equipos de subestaciones	18.532.786	25.966.849
Adecuaciones Sedes Comerciales	17.371.124	5.612.189
Otros proyectos menores	15.798.322	24.123.915
Normalización y calidad servicio alta tensión	13.102.826	3.156.800
Smart Metering	12.099.879	20.287.401
Expansión Redes periféricas MT – BT	10.756.143	7.103.314
Alumbrado Público Rural	10.720.307	1.766.867
Concesiones líneas de media tensión	8.099.259	4.403.302
Subestación San Jose	5.465.307	-
Construcción Subestación Compartir 115-11.4Kva	3.568.505	375.966
Construcción Subestación Nueva Esperanza 500-115Kva	-	5.273.811
Modernización Central Hidráulica Rionegro	-	830.909
Ampliación salidas subestación Gorgonzola	-	7.021
	\$ 1.087.398.798	\$ 820.496.119

(b) Los activos en construcción para la generación y Sociedad Portuaria corresponden a las siguientes centrales:

Central	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
CC-Termozipa	\$ 175.428.210	\$ 101.061.910
CH- Quimbo	104.948.164	35.080.641
CH-Centrales menores Rio Bogotá	8.660.317	8.719.325
CH-Betania	6.767.146	7.337.423
CF-Cartagena	3.071.116	35.295.800
Otras Inversiones	3.244.812	2.362.952
CH-Guavio	2.311.832	8.147.644
CH-Pagua	1.517.316	6.446.107
Muelle	677.049	-
	\$ 306.625.962	\$ 204.451.802

(c) Los activos en construcción para renovables corresponden a:

Proyecto	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Costos de desarrollo BD-SOLAR-El Paso	\$ 208.651.127	\$ 10.243.217
Anticipos de Capex BD-SOLAR-El Paso	3.431.538	-
Gastos financieros capitalizados	2.077.269	-
Anticipos para el Proyecto Guayepo	1.709.637	-
Anticipos para el Proyecto La Loma	840.683	-
Inversiones ICT	770.493	144.575
BD-WIND-Guajira 2 Chemesky	-	1.466.905
BD-WIND-Guajira 3 Tumawind	-	47.231
	\$ 217.480.747	\$ 11.901.928

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

La composición y movimientos del rubro propiedades, planta y equipo se detalla a continuación:

	Plantas y Equipos												
	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Mejoras Propiedad Ajena	Subestaciones y Líneas Alta Tensión	Instalaciones y Redes Distribución Eléctrica	Plantas de Generación Hidroeléctrica	Plantas de Generación Termoeléctrica	Torres Eólicas	Estaciones solares	Otras Instalaciones	Arrendamiento o Financiero	Propiedad, Planta y Equipo
Saldo Inicial 01/01/17	929.306.268	364.081.360	162.417.076	9.122.269	708.742.115	2.475.571.542	6.936.710.789	518.449.581	4.010.417	87.727	90.778.746	12.028.115	12.211.306.005
Adiciones	979.349.557	7.461	-	-	-	-	-	-	-	-	1.240.616	1.057.880	981.655.514
Traspasos	(871.065.838)	(100.007)	73.516.699	(5.334.724)	151.726.474	451.735.443	159.687.566	28.790.670	-	-	10.914.465	129.252	0
Retiros	(286.489)	(11.296)	(67.756)	-	(1.400.978)	(6.093.844)	(1.300.955)	(139.409)	-	-	(926.880)	(214.179)	(10.441.786)
Gasto por depreciación	-	-	(6.065.350)	(1.006.104)	(45.351.559)	(222.820.166)	(152.419.443)	(44.457.518)	(218.750)	(6.303)	(23.024.048)	(5.071.740)	(500.440.981)
Otros incrementos (decrementos)	(453.649)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(453.649)
Total movimientos	107.543.581	(103.842)	67.383.593	(6.340.828)	104.973.937	222.821.433	5.967.168	(15.806.257)	(218.750)	(6.303)	(11.795.847)	(4.098.787)	470.319.098
Saldo Final 31/12/17	1.036.849.849	363.977.518	229.800.669	2.781.441	813.716.052	2.698.392.975	6.942.677.957	502.643.324	3.791.667	81.424	78.982.899	7.929.328	12.681.625.103
Adiciones(*)	1.271.487.014	8.210.964	-	-	-	-	-	-	-	-	2.092.288	9.866.110	1.291.656.376
Traspasos(**)	(689.961.011)	5.543.679	13.998.236	0	104.488.455	345.638.352	114.316.302	83.909.694	-	-	21.755.634	310.659	95.763.584
Retiros (***)	0	(75.585)	(13.641)	-	(1.273.760)	(7.381.561)	(2.154.576)	(4.467.105)	-	-	(44.374)	(269.196)	(15.679.798)
Gasto por depreciación	0	-	(7.289.540)	(841.164)	(53.054.346)	(251.795.045)	(171.737.662)	(44.843.002)	(218.750)	(6.304)	(21.887.468)	(5.205.151)	(556.878.432)
Otros incrementos (decrementos)	(6.870.345)	-	-	-	-	-	(18.917.655)	-	1.523.100	0	145.282	-	(24.119.618)
Total movimientos	574.655.658	13.679.058	6.695.055	(841.164)	50.160.349	86.461.746	(78.493.591)	34.599.587	(6.304)	2.061.362	4.702.422	4.702.422	694.978.528
Saldo Final 31/12/18	1.611.505.507	377.656.576	236.495.724	1.940.277	863.876.401	2.784.854.721	6.864.184.366	537.242.911	5.096.017	75.120	81.044.261	12.631.750	13.376.603.631

(*) Adiciones

En el negocio de distribución al 31 de diciembre de 2018 y 2017, las adiciones a propiedades, planta y equipo corresponden principalmente a las inversiones realizadas en la adecuación, modernización, expansión, en la las plantas hidroeléctricas y termoeléctricas, construcción de subestaciones, líneas y redes de alta, media, baja tensión y transformadores de distribución con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio. Las principales adiciones a propiedades, planta y equipo corresponden a:

Adiciones por proyectos	Clase	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Adecuación y modernización en líneas y redes AT, MT y BT*	Líneas y Redes	\$ 296.548.085	\$ 79.850.462
Expansión líneas y redes AT, MT y BT*	Líneas y Redes	100.515.680	255.353.584
Telecontrol Latam	Líneas y Redes	78.612.610	95.763.109
Expansión y modernización de alumbrado público rural y urbano	Líneas y Redes	76.070.098	63.376.178
Adecuación, modernización y expansión subestaciones AT/MT y MT/MT*	Subestaciones	72.673.316	4.032.792
Expansión y adecuación transformadores de distribución MT y BT*	Líneas y Redes	33.635.887	22.944.382
Adquisición aparatos de medida para control pérdidas MT y BT*	Líneas y Redes	27.978.435	15.018.781
Expansión subestación Gran Sabana	Subestaciones	9.853.427	13.085.640
Expansión subestación Norte STN/115 Kva	Subestaciones	7.779.667	7.557.888
Expansión subestación Compartir STN/115 Kva	Subestaciones	6.298.040	-
Expansión subestación Nueva Esperanza 550/115 Kva	Subestaciones	1.769.067	29.886.061

En cuanto al negocio de Generación hidroeléctrica y térmica durante el 2018, las adiciones a propiedad, planta y equipo corresponden a las inversiones realizadas en la adecuación, modernización, expansión, mejoras en la eficiencia y calidad de nivel de servicio, en las diferentes plantas, a continuación, las más importantes del periodo:

Central	Principales proyectos	Al 31 de diciembre de 2018
CC – Termozipa	Adquisición de equipos electromecánicos, Proyecto Life Extension, proyecto mejoramiento ambiental BEEP, plan de fiabilidad de calderas y turbinas unidades 2-3-4-5.	\$ 120.549.560
CH – Quimbo	Recuperación de estructuras Civiles. En 2018 fueron ejecutadas obras necesarias para la mejora en el desempeño de las obras civiles del embalse, así como atender obras adicionales y compromisos derivados de obligaciones ambientales generadas durante la construcción de central.	98.185.336
CH – Guavio	Overhaul válvula esférica unidades 1-2-3-4-5, sistema de excitación central, recuperación rodetes, estructuras civiles e instalaciones.	32.711.478
Centrales menores (Río Bogotá)	Modernización de equipos y recuperación de Bocatoma cadena Río Bogotá e instalaciones auxiliares; recuperación de equipos de turbina y overhaul unidades de bombeo Muña; adquisición de equipos electromecánicos y recuperación de estructuras.	22.652.340
CH – Pagua	Adquisición de bobinas rotor generador Pagua, recuperación bobinados estatores y rodetes, modernización regulador velocidad U2, automatización y telecontrol centrales, recuperación sistemas de excitación y adquisición de equipos de energía y electromecánicos	14.248.126

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

CF – Cartagena y otras inversiones	Adquisición equipos de energía y electromecánicos; recuperación de estructuras civiles; mejoramiento equipos de la planta; otras inversiones renovación PCs, mobiliarios y obras civiles centrales y vehículos renting.	11.317.103
CH – Betania	Recuperación bobinado estator U2 y compuerta vertedero y talud pozo de impacto, modernización reguladores de velocidad, sistemas de excitación e inversor UPS Betania, recuperación rodetes y estructuras civiles; adquisición equipos de energía y electromecánicos.	7.668.435

CH- Central Hidroeléctrica CF- Central Fuel Oil CC - Central Carbón

() Traspasos**

En el negocio de generación hidroeléctrica y térmica en el 2018, los traslados de activos de curso a explotación se efectuaron principalmente en las siguientes centrales, y corresponden a mejoras en los equipos, mantenimientos mayores y modernizaciones para mejorar el desempeño, confiabilidad y eficiencia en las plantas:

Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018	
Central	Total Activación
CC – Termozipa	\$ 46.673.432
CH - Centrales Menores (Rio Bogotá)	45.086.429
CF – Cartagena	37.237.723
CH – Guavio	33.361.432
CH – Quimbo	25.708.535
Otras Inversiones	10.099.202
CH – Betania	7.668.514

Para el negocio de distribución en el 2018, los principales traslados de activos de curso a explotación corresponden a modernización, adecuación y expansión de líneas y redes de alta, baja y media tensión:

Proyecto	Bogotá urbano	Cundinamarca	Total Activación
Modernización, adecuación y expansión líneas y redes media tensión	\$ 113.736.027	\$ 101.332.285	\$ 215.068.312
Modernización, adecuación compensación subestaciones alta y media tensión (1)	54.080.253	46.804.786	100.885.039
Modernización, adecuación y expansión líneas y redes baja tensión	53.259.878	37.003.967	90.263.845
Modernización, adecuación y expansión transformadores de distribución	10.881.432	15.851.313	26.732.745
Modernización, adecuación y expansión de Alumbrado Público	10.910.591	2.657.752	13.568.344
Modernización adecuación y expansión líneas y redes alta tensión	5.165.126	7.076.519	12.241.644

(*) Retiros**

Generación

Para el negocio de generación en el 2018, los retiros corresponden principalmente a bajas en centrales térmicas, centrales hidroeléctricas, vehículos en renting.

Distribución

Los retiros corresponden principalmente a las bajas de transformadores de distribución MT/BT y luminarias de alumbrado público proyectos de modernización y reposición.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

13 Impuestos Diferidos, neto

Activos por impuestos diferidos

	Saldo Final 31/12/2017	Incremento por impuestos diferidos en resultados	Incremento por Impuestos Diferidos en Otros Resultados Integrales	Incremento por impuestos diferidos en resultados por cambio de tasa	Saldo Final 31/12/2018
Impuesto diferido activo					
Depreciación y ajustes por inflación de propiedad, planta y equipo	\$ 6.498	\$ 15.732	\$ -	\$ 117	\$ 22.347
Pérdidas fiscales (1)	-	6.742.223	-	-	6.742.223
Otras provisiones	-	3.025.709	140	5	3.025.854
Total Impuesto diferido activo	\$ 6.498	\$ 9.783.664	\$ 140	\$ 122	\$ 9.790.424

(1) (\$9.759.857) y 2018 (\$12.714.219) dada la expectativa de recuperación de pérdidas a partir del año 2022 a una tarifa del 30% (tarifa de impuesto de renta según Ley 1943 de 2018).

Pasivo por impuestos diferidos

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Administración considera que las proyecciones de utilidades fiscales futuras cubren lo necesario para recuperar los activos.

A continuación se incluye el detalle del activo (pasivo) por impuesto diferido neto al 31 de diciembre de 2018:

	Saldo Inicial al 31 de diciembre de 2017	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en Patrimonio	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en resultados por cambio de tasa i	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales ii	Saldo final al 31 de diciembre de 2018
Otras provisiones (1)	\$ 80.356.960	\$ (24.754.813)	\$ 17.468.374	\$ (2.188.199)	\$ -	\$ 70.882.322
Obligaciones de aportación definida	20.377.731	4.599.359	1.640.469	(2.812.568)	4.847.799	28.652.790
Impuesto diferido activo	100.734.691	(20.155.454)	19.108.843	(5.000.767)	4.847.799	99.535.112
Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable (2)	151.309.305	69.615.767	-	(18.661.083)	-	202.263.989
Forward y swap	3.190.202	(231.215)	541.941	(103.560)	(185.404)	3.211.964
Impuesto diferido pasivo	154.499.507	69.384.552	541.941	(18.764.643)	(185.404)	205.475.953
Impuesto diferido activo (pasivo), neto	\$ (53.764.816)	\$ (89.540.006)	\$ 18.566.902	\$ 13.763.876	\$ 5.033.203	\$ (105.940.841)

(i) A 31 de diciembre de 2018, la disminución de los resultados por impuesto diferido comprende: al impuesto diferido del periodo y el Impuesto diferido de años anteriores.

(ii) El impuesto diferido activo corresponde al cálculo por cambio de política por el reconocimiento de la NIIF 9 en la Compañía y a la diferencia del cálculo actuarial de pensiones del Decreto 2783 de 2001 para efectos fiscales y el resultante bajo NIIF a 31 de diciembre de 2018. El impuesto diferido pasivo corresponde a los movimientos de los forward liquidados.

(1) Al 31 de diciembre de 2018, el detalle del impuesto diferido activo por concepto de otras provisiones

	Saldo Final 31/12/2017	Incremento por impuestos diferidos en resultados	Incremento por impuestos diferidos en Patrimonio	(decremento) por impuestos diferidos en resultados por cambio de tasa	Saldo Final 31/12/2018
Provisión de cuentas incobrables (a)	\$ 33.052.439	\$ (11.858.041)	\$ 17.468.374	\$ (784.099)	\$ 37.878.673
Provisiones de trabajos y servicios	8.857.519	1.182.594	-	-	10.040.113
Provisión obligaciones laborales	7.138.540	(1.224.299)	-	(90.973)	5.823.268
Provisión de pasivos contingentes (b)	10.917.030	(4.634.782)	-	(571.113)	5.711.135
Provisión – Reclamaciones con terceros	7.302.028	(7.302.028)	-	-	-
Provisión por desmantelamiento	169.613	(4.073)	-	(15.049)	150.491
Provisión Compensación Calidad	2.483.837	(530.189)	-	-	1.953.648
Otros	10.435.954	(531.063)	-	(579.897)	9.324.994
	\$ 80.356.960	\$ (24.901.881)	\$ 17.468.374	\$ (2.401.131)	\$ 70.882.322

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

- (a) Dentro de la provisión de cuentas incobrables (cartera) se está reflejando el cálculo de impuesto diferido por impacto de implementación NIIF 9 reflejada en la línea de resultados integrales por \$17.468.374.
- (b) Para el 2018 corresponde principalmente a la reclasificación del desmantelamiento de la PCH (Central Rionegro - Puerto Salgar) a pasivos mantenidos para la venta, y al cálculo del impuesto diferido de las provisiones sobre litigios.
- (2) El exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable a 31 de diciembre de 2018 surge por:
- Depreciación solicitada en exceso por turnos adicionales en el 1998
 - Depreciación por reducción de saldos a partir de 2014,
 - Diferencia en el costo de los activos por re-tasación técnica,
 - Diferencia contable y fiscal por los ajustes por inflación del año 2004, 2005 y 2006.
 - Los activos clasificados o que pertenecen al proyecto Quimbo tienen un tratamiento especial: Los activos en el año 2016 se depreciaron de acuerdo con la vida útil clasificada según el tipo de activo de acuerdo al reglamento vigente hasta dicho año, para el año 2017 a pesar que la reforma (ley 1819 de 2016) estableció nuevas tasas para la depreciación, los activos que pertenecen a Quimbo seguirán con las del reglamento ya que este proyecto tiene estabilidad jurídica.
 - los activos a nivel fiscal a partir del 2017 se están evaluado de acuerdo a los porcentajes de depreciación definidos en el artículo 137 del Estatuto Tributario.

El impuesto diferido a 31 de diciembre de 2018 por tarifa se presenta a continuación:

	2.019 Renta	2.020 Renta	2.021 Renta	2022 en adelante Renta
Provisiones y pasivos estimados	\$ 51.982.939	\$ 379.122	\$ 146.954	\$ 114.159.961
Propiedades, planta y equipo	(17.403.031)	(32.085.803)	(39.618.552)	(584.928.452)
Cartera	57.432.963	33.572.552	26.395.416	819.832
Obligaciones de aportación definida	-	-	-	26.012.318
Otros	(345.432)	(75.180)	(75.180)	(3.376.823)
	91.667.439	1.790.691	(13.151.362)	(447.313.164)
Tarifa	33%	32%	31%	30%
	30.250.255	573.021	(4.076.922)	(134.193.950)
Ganancias ocasionales	15.067.530			
Tarifa	10%			
Impuesto	1.506.755			
Total	\$ (105.940.841)			

14 Otros Pasivos Financieros

	Al 31 de diciembre de 2018			Al 31 de diciembre de 2017		
	Corriente		No Corriente	Corriente		No Corriente
	Capital	Intereses		Capital	Intereses	
Bonos emitidos (1)	\$ 756.874.317	\$ 110.739.701	\$ 4.415.345.893	\$ 479.860.000	\$ 113.139.957	\$ 4.616.134.451
Préstamos Bancarios (2)	309.831.972	5.991.850	98.506.638	146.331.674	8.073.056	402.979.941
Securitización (3)	47.669.218	-	-	-	-	-
Club Deal (2)	30.000.000	313.620	120.000.000	40.666.667	548.495	203.333.333
Obligaciones por leasing (4)	5.692.025	-	5.395.126	3.941.883	-	3.053.993
Instrumentos derivados (5)	1.922.833	-	-	5.291.341	-	-
	\$ 1.151.990.365	\$ 117.045.171	\$ 4.639.247.657	\$ 676.091.565	\$ 121.761.508	\$ 5.225.501.718

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

(1) El movimiento de bonos de enero a diciembre del 2018, se resume principalmente así:

(i) Emisión de los siguientes bonos:

El 11 de abril de 2018 se realizó la colocación del primer lote del séptimo tramo del programa de emisión y colocación de Bonos Ordinarios y Papeles Comerciales de Codensa S.A. E.S.P. por valor de \$360.000.000. La adjudicación se realizó de la siguiente manera:

Subserie E7: \$200.000.000 a un plazo de 7 años y con una tasa cupón 6,74% E.A.
Subserie B12: \$160.000.000 a un plazo de 12 años y con una tasa cupón IPC+3,59%

Los recursos se destinaron a financiar el plan de inversiones del Grupo.

El 23 de octubre de 2018 se realizó la colocación del primer lote del octavo tramo del programa de emisión y colocación de Bonos Ordinarios y Papeles Comerciales de Codensa S.A. E.S.P., por valor de \$195.000.000. La adjudicación se realizó de la siguiente manera:

Subserie B5: \$195.000.000 a un plazo de 5 años y con una tasa cupón IPC+2,82 %

Los recursos se destinaron a refinanciar obligaciones financieras.

(ii) Se realizó pagos de los siguientes bonos:

Pago del Bono B9-09 por \$147.180.000 por siete recompras entre Corredores y Valores Bancolombia realizadas antes del vencimiento del bono, el 02 de julio de 2018 y el restante por \$71.020.000 al vencimiento.

El 15 de noviembre de 2018 se realizó pago sobre la quinta emisión, correspondiente al segundo tramo bajo el Programa de Emisión y Colocación de Bonos y Papeles Comerciales del Grupo de la siguiente manera: Segundo Tramo – Primer Lote por \$166.400.000 y Segundo Tramo – Segundo Lote por \$15.260.000.

El 11 de diciembre de 2018 se realizó la cancelación del saldo de la tercera emisión de Bonos Ordinarios por \$80.000.000 Sub-serie A10.

(iii) Se realizó clasificación de largo a corto plazo de los siguientes bonos:

Bonos B10-09 por \$160.060.000 y B3-16 por \$234.870.000 cuya fecha de vencimiento es el 11 de febrero de 2019, bono, Sub-serie E2 por \$160.000.000 cuyo vencimiento es el 9 de marzo de 2019, Bono B6-13 de Quimbo por \$152.530.000 y B6-13 Emgesa por \$49.440.000, los cuales vencen el 11 de septiembre de 2019.

En deuda financiera el Grupo tiene vigentes quince (15) emisiones de bonos en el mercado local bajo el programa de emisión y colocación de bonos del Grupo y una (1) emisión de bonos en el mercado internacional.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

El detalle de las obligaciones por bonos de deuda a 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

Descripción	Tasa EA	Corriente			No corriente							
		Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	más de 10 años	Total no corriente	
Programa Segundo Tramo B104-10	9%	\$162.058.441	\$ -	\$ 162.058.441	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Programa Segundo Tramo B104-15	10%	716.178	-	716.178	-	-	-	-	55.500.000	-	-	55.500.000
Programa Tercer Tramo B105-12	10%	2.064.704	-	2.064.704	-	89.580.000	-	-	-	-	-	89.580.000
Bono exterior Z47	9%	7.663.755	-	7.663.755	-	90.000.000	-	-	-	-	-	90.000.000
Bono exterior Z58	9%	55.073.450	-	55.073.450	-	645.210.343	-	-	-	-	-	645.210.343
Programa Cuarto Tramo B10	7%	1.051.333	-	1.051.333	-	-	299.840.710	-	-	-	-	299.840.710
Programa Cuarto Tramo B15	7%	713.176	-	713.176	-	-	-	-	199.844.996	-	-	199.844.996
Programa Quinto Tramo B12	8%	1.708.117	-	1.708.117	-	-	-	-	362.801.451	-	-	362.801.451
Programa Quinto Tramo B6-1	8%	653.545	152.510.681	153.164.226	-	-	-	-	-	-	-	-
Programa Quinto Tramo B6-2	8%	211.836	49.433.636	49.645.472	-	-	-	-	-	-	-	-
Programa Sexto Tramo B16	8%	1.505.481	-	1.505.481	-	-	-	-	-	162.364.060	-	162.364.060
Programa Sexto Tramo B10	7%	1.653.541	-	1.653.541	-	-	-	-	186.281.811	-	-	186.281.811
Programa Sexto Tramo B6-2	7%	1.096.073	-	1.096.073	131.025.339	-	-	-	-	-	-	131.025.339
Programa Sexto Tramo B6-1	7%	919.875	-	919.875	109.965.973	-	-	-	-	-	-	109.965.973
Programa Séptimo Tramo B-3	7%	237.068.812	-	237.068.812	-	-	-	-	-	-	-	-
Programa Séptimo Tramo B-7	8%	3.194.464	-	3.194.464	-	-	-	289.879.442	-	-	-	289.879.442
Programa Octavo Tramo E6	8%	303.284	-	303.284	-	-	299.711.768	-	-	-	-	299.711.768
Bonos B12-13	8%	1.989.160	-	1.989.160	-	-	-	-	193.340.000	-	-	193.340.000
Bonos B7-14	7%	239.129	-	239.129	-	185.000.000	-	-	-	-	-	185.000.000
Bonos E4-16	8%	313.956	-	313.956	90.000.000	-	-	-	-	-	-	90.000.000
Bonos E2-17	7%	160.691.636	-	160.691.636	-	-	-	-	-	-	-	-
Bonos E5-17 (*)	7%	16.290.395	-	16.290.395	-	270.000.000	-	-	-	-	-	270.000.000
Bonos E7-17	6%	829.813	-	829.813	-	-	-	-	200.000.000	-	-	200.000.000
Bonos E7-18	7%	2.956.457	-	2.956.457	-	-	-	-	200.000.000	-	-	200.000.000
Bonos B12-18	7%	2.444.313	-	2.444.313	-	-	-	-	160.000.000	-	-	160.000.000
Bonos B5-18	6%	2.258.777	-	2.258.777	-	195.000.000	-	-	-	-	-	195.000.000
Total bonos		\$665.669.701	\$201.944.317	\$ 867.614.018	\$330.991.312	1.474.790.343	\$ 599.552.478	289.879.442	\$1.557.768.258	\$162.364.060	\$4.415.345.893	

El detalle de las obligaciones por bonos de deuda a 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

Descripción	Tasa EA	Corriente			No corriente							
		Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	más de 10 años	Total no corriente	
Programa Segundo Tramo B104-10	10%	\$ 2.186.103	\$ -	\$ 2.186.103	\$160.060.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$160.060.000
Programa Segundo Tramo B104-15	11%	781.280	-	781.280	-	-	-	-	55.500.000	-	-	55.500.000
Programa Tercer tramo B105-9	11%	5.380.814	218.200.000	223.580.814	-	-	-	-	-	-	-	-
Programa Tercer tramo B105-12	12%	2.252.284	-	2.252.284	-	-	89.580.000	-	-	-	-	89.580.000
Bono exterior Z47	9%	7.663.755	-	7.663.755	-	-	90.000.000	-	-	-	-	90.000.000
Bono exterior Z58	10%	55.073.450	-	55.073.450	-	-	644.390.805	-	-	-	-	644.390.805
Programa Cuarto Tramo B10	8%	1.156.213	-	1.156.213	-	-	-	-	299.800.714	-	-	299.800.714
Programa Cuarto Tramo B15	8%	800.027	-	800.027	-	-	-	-	-	199.829.656	-	199.829.656
Programa Quinto Tramo B12	10%	1.882.952	-	1.882.952	-	-	-	-	362.771.043	-	-	362.771.043
Programa Quinto Tramo B6-1	10%	726.897	-	726.897	152.477.065	-	-	-	-	-	-	152.477.065
Programa Quinto Tramo B6-2	10%	235.611	-	235.611	49.423.489	-	-	-	-	-	-	49.423.489
Programa Sexto Tramo B16	10%	1.676.594	-	1.676.594	-	-	-	-	-	162.606.712	-	162.606.712
Programa Sexto Tramo B10	9%	1.849.758	-	1.849.758	-	-	-	-	186.257.191	-	-	186.257.191
Programa Sexto Tramo B6-2	9%	1.233.893	-	1.233.893	-	130.993.406	-	-	-	-	-	130.993.406
Programa Sexto Tramo B6-1	9%	1.035.540	-	1.035.540	-	109.938.193	-	-	-	-	-	109.938.193
Programa Séptimo Tramo B-3	9%	2.474.445	-	2.474.445	234.714.210	-	-	-	-	-	-	234.714.210
Programa Séptimo Tramo B-7	10%	3.534.947	-	3.534.947	-	-	-	-	289.814.914	-	-	289.814.914
Bono serie Subserie E6	8%	303.283	-	303.283	-	-	-	299.637.053	-	-	-	299.637.053
Bonos A10-08	10%	439.563	80.000.000	80.439.563	-	-	-	-	-	-	-	-
Bonos B5-13	8%	1.862.031	181.660.000	183.522.031	-	-	-	-	-	-	-	-
Bonos B12-13	9%	2.195.790	-	2.195.790	-	-	-	-	193.340.000	-	-	193.340.000
Bonos B7-14	8%	268.928	-	268.928	-	-	185.000.000	-	-	-	-	185.000.000
Bonos E4-16	8%	313.956	-	313.956	-	90.000.000	-	-	-	-	-	90.000.000
Bonos E2-17	7%	691.636	-	691.636	160.000.000	-	-	-	-	-	-	160.000.000
Bonos E5-17 (*)	7%	16.290.394	-	16.290.394	-	-	-	-	270.000.000	-	-	270.000.000
Bonos E7-17	6%	829.813	-	829.813	-	-	-	-	200.000.000	-	-	200.000.000
Total bonos		\$113.139.957	\$479.860.000	\$ 592.999.957	\$756.674.764	\$330.931.599	\$1.008.970.805	\$569.637.053	\$1.587.483.862	\$362.436.368	\$4.616.134.451	

(2) Los créditos del Club Deal disminuyeron durante el 2018 por cancelación de cuotas el 19 de junio por \$15.000.000 al BBVA y \$5.333.333 al Banco Bogotá y el 19 de diciembre por \$15.000.000 al BBVA. El 13 de agosto se prepago el crédito de Banco de Bogotá por \$58.666.667.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

En préstamos bancarios se canceló el 22 de febrero 2018 el crédito con el Banco de Crédito del Perú por \$103.926.861 e intereses por \$1.793.078.

Por otro lado respecto a préstamos bancarios el 17 de marzo 2016 el Grupo adquirió un crédito con The Bank of Tokyo Mitsubishi UFJ por \$200.000.000, tasa E.A 8,4931% con vencimiento el 17 de marzo de 2019 y el 10 de junio de 2016 se adquirió otro con la misma entidad bancaria por \$162.000.000, tasa E.A 8,815% con vencimiento el 10 de junio 2020. La destinación de estos recursos fue para propósitos generales del Grupo.

Los créditos con The Bank of Tokyo Mitsubishi UFJ tienen un covenant activo el cual establece una relación Deuda Neta/Ebitda máxima de 3,5x la cual se viene cumpliendo.

Adicionalmente, como resultado del proceso de combinación de negocios en el 2016 el Grupo reconoció catorce créditos de tesorería por \$138.098.600 con los bancos de Bogotá, AV Villas, Popular, BBVA y Agrario, sobre los cuales se realizó una valoración de cada obligación financiera con las tasas de mercado aplicables de acuerdo con la naturaleza de los créditos (13,08% EA), reflejando un valor razonable de \$128.511.053. Durante el 2018 se realizaron amortizaciones de capital de estos préstamos por \$39.782.607.

El detalle de las obligaciones del Club Deal y préstamos bancarios a 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

Descripción	Tasa EA	Corriente			No Corriente					Total No Corriente
		Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	
Banco BBVA	9%	\$ -	\$30.313.620	\$30.313.620	\$15.000.000	\$30.000.000	\$30.000.000	\$30.000.000	\$15.000.000	\$120.000.000
Total Club Deal		-	30.313.620	30.313.620	15.000.000	30.000.000	30.000.000	30.000.000	15.000.000	120.000.000
The Bank of Tokyo Mitsubishi UFJ	8%	204.899.556	-	204.899.556	-	-	-	-	-	-
The Bank of Tokyo Mitsubishi UFJ	9%	793.350	81.000.000	81.793.350	81.000.000	-	-	-	-	81.000.000
Banco de Bogotá	8%	2.446.456	-	2.446.456	-	-	-	-	-	-
Banco AV Villas	8%	1.247.405	-	1.247.405	-	-	-	-	-	-
Banco Popular	7%	650.297	1.251.594	1.901.891	-	-	-	-	-	-
Banco Popular	7%	1.252.185	3.676.498	4.928.683	-	-	-	-	-	-
Banco BBVA	6%	255.496	730.739	986.235	216.963	-	-	-	-	216.963
Banco BBVA	6%	214.507	626.414	840.921	185.972	-	-	-	-	185.972
Banco BBVA	6%	113.979	340.441	454.420	101.104	-	-	-	-	101.104
Banco BBVA	6%	434.400	1.231.900	1.666.300	715.418	-	-	-	-	715.418
Banco BBVA	6%	277.085	803.931	1.081.016	466.915	-	-	-	-	466.915
Banco BBVA	6%	258.435	769.270	1.027.705	446.781	-	-	-	-	446.781
Banco BBVA	7%	668.057	1.965.971	2.634.028	2.127.152	531.788	-	-	-	2.658.940
Banco BBVA	7%	349.448	951.782	1.301.230	1.007.850	503.925	-	-	-	1.511.775
Banco BBVA	7%	513.741	1.458.762	1.972.503	1.544.697	772.348	-	-	-	2.317.045
Banco Agrario	7%	1.742.681	4.899.442	6.642.123	5.077.557	3.808.168	-	-	-	8.885.725
Total Préstamos Bancarios		\$216.117.078	\$130.020.364	\$346.137.442	\$107.890.409	\$35.616.229	\$30.000.000	\$30.000.000	\$15.000.000	\$218.506.638

El detalle de las obligaciones del Club Deal y préstamos bancarios a 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

Descripción	Tasa EA	Corriente			No Corriente					Total No Corriente
		Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	
Banco Bogotá	10%	\$ 5.477.681	\$ 5.333.333	\$ 10.811.014	\$ 10.666.667	\$ 5.333.333	\$ 10.666.667	\$ 10.666.667	\$ 16.000.000	\$ 53.333.334
Banco BBVA	9%	15.404.148	15.000.000	30.404.148	30.000.000	15.000.000	30.000.000	30.000.000	45.000.000	150.000.000
Total Club Deal		20.881.829	20.333.333	41.215.162	40.666.667	20.333.333	40.666.667	40.666.667	61.000.000	203.333.334
Banco del Credito del Perú	2%	105.719.940	-	105.719.940	-	-	-	-	-	-
The Bank of Tokyo Mitsubishi UFJ	8%	4.853.333	-	4.853.333	200.000.000	-	-	-	-	200.000.000
The Bank of Tokyo Mitsubishi UFJ	9%	-	833.018	833.018	81.000.000	81.000.000	-	-	-	162.000.000
Banco de Bogotá	8%	2.497.631	7.348.175	9.845.806	2.155.890	-	-	-	-	2.155.890
Banco AV Villas	8%	1.271.588	3.742.966	5.014.554	1.099.476	-	-	-	-	1.099.476
Banco Popular	7%	724.533	1.977.986	2.702.519	1.660.286	-	-	-	-	1.660.286
Banco Popular	7%	1.382.588	3.966.739	5.349.327	4.335.123	-	-	-	-	4.335.123

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

Descripción	Tasa EA	Corriente			No Corriente					Total No Corriente
		Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	
Banco BBVA	6%	285.864	779.997	1.065.861	842.815	210.704	-	-	-	1.053.519
Banco BBVA	6%	234.839	668.640	903.479	722.479	180.620	-	-	-	903.099
Banco BBVA	6%	122.144	363.390	485.534	392.673	98.168	-	-	-	490.841
Banco BBVA	6%	486.232	1.315.405	1.801.637	1.390.183	695.091	-	-	-	2.085.274
Banco BBVA	6%	303.742	858.427	1.162.169	907.248	453.624	-	-	-	1.360.872
Banco BBVA	6%	277.610	821.416	1.099.026	868.130	434.065	-	-	-	1.302.195
Banco BBVA	7%	724.260	2.110.626	2.834.886	2.075.387	2.075.387	518.847	-	-	4.669.621
Banco BBVA	7%	393.939	1.021.970	1.415.909	983.696	983.696	491.848	-	-	2.459.240
Banco BBVA	7%	566.221	1.566.338	2.132.559	1.507.676	1.507.676	753.838	-	-	3.769.190
Banco Agrario	7%	1.923.639	5.261.534	7.185.173	4.958.297	4.958.295	3.718.722	-	-	13.635.314
Total Préstamos Bancarios		\$ 142.649.932	\$ 52.969.960	\$ 195.619.892	\$ 264.566.026	\$ 193.930.659	\$ 46.149.922	\$ 40.666.667	\$ 61.000.000	\$ 606.313.274

(3) Corresponde al pasivo del Banco Santander por concepto de venta de cartera de acuerdo a contrato marco de venta de cuentas por cobrar no comprometido, el cual tiene por objeto la venta de créditos, mediante la cesión sin recurso al Banco, respondiendo el Grupo por la existencia, legalidad, eficacia, validez y exigibilidad de las cuentas por cobrar y el contrato comercial frente a un grupo de deudores elegibles, pero no de la solvencia de los deudores. Al 31 de diciembre el pasivo fue por \$41.247.732, por lo anterior se establece que “si una entidad no transfiere ni retiene sustancialmente todos los riesgos y recompensas inherentes a la propiedad de un activo transferido, y retiene el control sobre éste, continuará reconociendo el activo transferido en la medida de su implicación continuada. La medida de la implicación continuada de la entidad en el activo transferido es la medida en que está expuesta a cambios de valor del activo transferido”. Para diciembre las operaciones de venta de cartera, la implicación continuada para el mercado mayorista y mercado no regulado se reconoció por \$6.421.486.

(4) El detalle de las Obligaciones por leasing comerciales a 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

Descripción	Tipo de Tasa	Corriente			No Corriente	
		Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	Total No Corriente
Equirent S.A.	Fija	\$ 215.756	\$ 672.081	\$ 887.837	\$ 143.555	\$ 143.555
Mareauto Colombia SAS	Fija	705.443	2.289.109	2.994.552	3.416.454	3.416.454
Transportes Especializados JR S.A.S.	Fija	369.639	783.516	1.153.155	1.835.117	1.835.117
Transportes Especializados Aliados S.A.S.	Fija	200.154	456.327	656.481	-	-
Total Obligaciones por Leasing		\$ 1.490.992	\$ 4.201.033	\$ 5.692.025	\$ 5.395.126	\$ 5.395.126

El detalle de las Obligaciones por leasing comerciales a 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

Descripción	Tipo de Tasa	Corriente			No corriente		
		Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	2 a 3 años	Total No corriente
Banco Corpobanca (Helm)	Fija	\$ 26.374	\$ 43.950	\$ 70.324	\$ -	\$ -	\$ -
Consorcio Empresarial	Fija	302.798	621.245	924.043	-	-	-
Equirent S.A.	Fija	225.470	687.702	913.172	887.838	143.556	1.031.394
Mareauto Colombia SAS	Fija	137.423	407.923	545.346	571.140	426.185	997.325
Transportes Especializados JR S.A.S.	Fija	314.803	1.023.902	1.338.705	1.025.274	-	1.025.274
Unión Temporal Rentacol	Fija	150.293	-	150.293	-	-	-
Total Obligaciones por Leasing		\$ 1.157.161	\$ 2.784.722	\$ 3.941.883	\$ 2.484.252	\$ 569.741	\$ 3.053.993

(5) El Grupo al 31 de diciembre de 2017 tiene derivados pasivos vigentes SWAP por los subyacentes de la deuda y withholding tax (WHT) con el Banco de Crédito de Perú por \$4.872.194 y derivados tipo forwards por \$419.146 para cubrir operaciones de compra de activos. Los anteriores para coberturas de flujo de caja.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

Al 31 de diciembre de 2018 hay constituido un derivado- forward con valoración pasiva por valor de \$959 correspondiente a subyacente para pago de capex en Termozipa y un SWAP por \$1.921.874 para cubrimiento de la tasa de interés deuda en IPC del bono del Programa Cuarto Tramo B10, los anteriores derivados son de cobertura de flujo de caja.

Al 31 de diciembre de 2018, el Grupo cuenta con \$3.928.388 en líneas de crédito autorizadas no utilizadas, de manera conjunta con Codensa S.A. E.S.P. y reasignables entre las dos Compañías, respecto de las cuales, en caso de requerirse, las entidades financieras realizarán una actualización de las condiciones para su aprobación y desembolso, así mismo como parte de su estrategia de financiamiento el Grupo suscribió el 20 de diciembre de 2018, una línea de crédito comprometida por COP\$200.000.000 con Scotiabank, con (1) año de disponibilidad de los recursos para su desembolso.

Adicionalmente, se tiene aprobada una línea de crédito intercompañía con Codensa S.A. E.S.P. por USD\$100 millones para propósitos generales del Grupo”.

15 Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2017</u>
Cuentas por pagar comerciales	\$ 1.264.501.085	\$ 894.954.207
Otras cuentas por pagar	349.931.632	357.364.114
	<u>\$ 1.614.432.717</u>	<u>\$ 1.252.318.321</u>

El detalle de las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar al 31 de diciembre de 2018 y 2017 es el siguiente:

	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2017</u>
Cuentas por pagar bienes y servicios	\$ 1.021.337.159	\$ 823.155.617
Proveedores por compra de energía	326.261.856	235.238.209
Otras cuentas por pagar	102.544.593	58.735.121
Impuestos distintos a la Renta (1)	79.974.900	70.112.747
Recaudo a favor de terceros	61.334.940	47.576.297
SalDOS a favor de clientes	18.371.849	15.564.786
Honorarios	4.607.420	1.935.544
	<u>\$ 1.614.432.717</u>	<u>\$ 1.252.318.321</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, los impuestos distintos a la renta corresponden a:

	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2017</u>
Provisión para pago de impuestos (a)	\$ 47.143.051	\$ 41.696.480
Impuestos territoriales, contribuciones municipales y afines	32.831.849	28.416.267
	<u>\$ 79.974.900</u>	<u>\$ 70.112.747</u>

(a) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, corresponde a la retención en la fuente realizada a terceros por \$14.478.680 y \$11.916.657 y autoretencciones \$32.664.371 y \$29.779.823, respectivamente.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

16 Provisiones

	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Provisión de reclamaciones legales (1)	\$ 36.042.415	\$ 18.563.456	\$ 7.636.536	\$ 38.683.101
<i>Laborales (1)</i>	5.905.677	2.614.223	-	7.348.500
<i>Civiles (1)</i>	11.695.534	7.537.920	-	17.738.435
Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación (2)	18.441.204	8.411.313	7.636.536	13.596.166
Otras provisiones	81.452.146	113.382.668	93.199.012	155.069.304
<i>Alumbrado Público (3)</i>	-	-	-	22.127.357
<i>Compensación Ambiental Nueva Esperanza (4)</i>	25.140	-	808.785	65.159
<i>Compensación Ambiental Gran Sabana (5)</i>	-	-	28.387	-
<i>Compensación Ambiental Compartir (6)</i>	547.219	288.698	-	-
<i>Ambiental y obras Quimbo (7)</i>	51.148.256	35.773.793	58.519.505	28.877.162
<i>Plan de Restauración Quimbo (8)</i>	29.731.531	76.458.585	33.842.335	103.116.530
<i>Otras provisiones</i>	-	861.592	-	883.096
Total Provisiones	\$ 117.494.561	\$ 131.946.124	\$ 100.835.548	\$ 193.752.405

- (1) Al 31 de diciembre de 2018, el valor de las pretensiones en las reclamaciones al Grupo por litigios administrativos, civiles, laborales y acciones constitucionales ascienden a \$16.813.145.481 con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, se han provisionado \$21.057.155 para cubrir las pérdidas probables por estas contingencias. La Administración estima que los resultados de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada serán favorables para los intereses del Grupo y no causarían pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultasen, éstos no afectarían de manera significativa la posición financiera del Grupo.

Adicional se encuentran provisionadas sanciones de la Central Hidroeléctrica El Quimbo por \$3.147.969, las cuales se están detalladas en la nota 31. Sanciones, por otro lado, primas de éxito por \$3.548.230, que se harán efectivas cuando el abogado tenga fallo a favor del Grupo de los procesos pactados

Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones no es posible determinar un calendario razonable con fechas de pago.

El valor de las reclamaciones por litigios administrativos, civiles, laborales y contratistas se detalla así:

Procesos	Calificación	No. de procesos	No de Procesos (cuantía indeterminada)	Valor de la contingencia (a)	Valor de la provisión (incluye VPN)
Civiles	Probable	74	3	\$ 12.436.121	\$ 9.628.291
	Posible	128	55	508.966.595	-
	Remota	37	25	370.000	-
Total civiles		239	83	521.772.716	9.628.291
Laborales	Probable	45	-	9.870.330	8.519.901
	Posible	120	38	17.382.029	-
	Remota	9	-	20.481.000	-
Total laborales		174	38	47.733.359	8.519.901
Inundaciones antes del 1997	Probable	15	-	2.735.013	2.735.013
	Posible	3	-	5.266.012	-
Total Inundaciones A.1997		18	-	8.001.025	2.735.013
Inundaciones después del 1997	Probable	5	-	384.680	160.425
	Posible	16	-	942.748	-
Total Inundaciones D.1997		21	-	1.327.428	160.425
Otros	Probable	5	1	80.100	13.525
	Posible	41	29	28.309.749	-
	Remota	28	16	125.249.255	-
Total Otros		74	46	153.639.104	13.525
Quimbo	Posible	196	36	480.859.803	-

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

Procesos	Calificación	No. de procesos	No de Procesos (cuantía indeterminada)	Valor de la contingencia (a)	Valor de la provisión (incluye VPN)
	Remota	2	1	5.377.741	-
Total Quimbo		198	37	486.237.544	-
Sanciones	Probable	2	2	6.696.199	6.696.199
Total procesos		724	204	\$ 1.218.711.176	\$ 27.753.354

a) El valor de la contingencia corresponde a la cuantía que según la experiencia de los abogados es la mejor estimación a pagar si el fallo fuere en contra del Grupo. La provisión es determinada por los abogados como la cuantía de pérdida en el evento que el fallo pueda ser probable; los procesos calificados como probables se provisionan al cien por ciento sobre el valor de la contingencia real.

- (2) Teniendo en cuenta que Colombia con la Ley 1196 de 2008 se acogió al convenio de Estocolmo y que este hecho fue reglamentado con la Resolución del Ministerio de Medio Ambiente No. 222 del 15 de diciembre de 2011, modificado por la resolución 1741 de 2016, el Grupo reconoció la provisión de disposición de transformadores contaminados con PCB (bifenilos policlorados) a partir del 2012 y posteriormente ha realizado las actualizaciones de la obligación teniendo en cuenta los cambios en las variables financieras y supuestos principales.

Exportación de transformadores contaminados

El 11 de noviembre de 2014, se firmó el contrato con LITO S.A.S. que tenía como objeto realizar el proceso de disposición de los transformadores contaminados con PCBs, previa autorización del permiso de tránsito fronterizo por parte de la ANLA (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales). Sin embargo, en 2015 la naviera MAERSK se encontró limitada durante el período de autorización a realizar el transporte acordado, teniendo en cuenta la existencia del período de restricciones de transporte exclusivo de alimentos con destino a Europa.

Con el fin de generar eficiencias en costos y en la exportación de los transformadores contaminados el Grupo implementó la tecnología de lavado por ultrasonido para el tratamiento de equipos contaminados con PCBs, la cual fue avalada por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible a gran escala como resultado del proyecto piloto adelantado por el Grupo junto con su empresa colaboradora LITO S.A.S. En ese orden, en agosto de 2016 se suscribió el otrosí No. 1 al contrato, mediante el cual se incluyó la actividad de manipulación, embalaje, cargue, transporte, tratamiento y disposición final de equipos eléctricos contaminados con PCBs sin aceite mediante la técnica de lavado con ultrasonido.

El 9 de septiembre de 2016 la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA – expidió el permiso para el movimiento transfronterizo de desechos, razón por la cual durante el último trimestre se realizó la descontaminación de 164 equipos contaminados con PCBs con un peso equivalente a 65 toneladas a través de la nueva tecnología representando un ahorro en el 31% del costo en comparación con la alternativa de exportación tradicional. Así mismo, se realizó la exportación de 23 toneladas mediante la exportación tradicional que por sus características no son susceptibles de ser lavados. El costo de exportación y lavado durante el 2016 ascendió a \$461.067.

Durante el 2017, el Grupo realizó el lavado de carcasas de 4,7 toneladas equivalente a un costo de \$17.256, sin embargo, no se realizó exportación en este periodo teniendo en cuenta que el contrato mencionado terminó su vigencia. En diciembre se realizó la adjudicación a LITO S.A.S. del nuevo contrato para la prestación del servicio de “Manipulación, embalaje, cargue, transporte, tratamiento y disposición final de residuos contaminados con PCBs, por \$531.220 y una duración prevista de 3 años. De acuerdo con lo mencionado en el párrafo anterior, el Grupo desplazó las actividades de exportación previstas en el 2017 a los siguientes periodos.

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

Durante el 2018, el Grupo realizó el lavado de carcasas por 21,92 toneladas con un costo de \$102.257 y se exportaron 9,66 toneladas por \$85.997, estas actividades se realizaron con el contrato LITO S.A.S.

Marcación y muestreo de inventarios

El 21 de diciembre de 2015 se firmó el contrato 5600014180 con la Empresa Colombia Multiservicios S.A. (en adelante CAM) con una duración de 3 años y cuyo objetivo es realizar la toma, manipulación, análisis y almacenamiento de las muestras y marcación de equipos en general. El 2 de febrero de 2016 se iniciaron las actividades de marcación y muestreo de equipos en media tensión.

A principios del 2016 se realizó la actualización de los baremos reales posterior a la adjudicación de este contrato generando un impacto aproximado de \$ 4.419 millones de pesos.

El 26 de abril de 2016 la EEC firmó el contrato 5600014342 con una duración de 3 años que tiene como objeto el inventario de la zona de Cundinamarca, el 5 de septiembre de 2016 se dió inicio a las actividades de marcación y muestreo de equipos en media tensión de la zona en mención.

El 2 de noviembre de 2017, el Grupo y CAM suscribieron un contrato de transacción para cada uno de los contratos en mención que tenían como objetivo (i) realizar la terminación anticipada con fecha de finalización 31 de julio de 2017. (ii) reconocer los sobrecostos asumidos por CAM con relación a desplazamiento de las cuadrillas, disponibilidad de las cuadrillas para prestar el servicio, equipos entre otros conceptos. El importe de los contratos de transacción asciende a \$658.123 y \$282.463 sobre los contratos que firmaron Codensa S.A. E.S.P. y EEC, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, las erogaciones asociadas con el muestreo y marcación incluyendo los contratos de transacción y los asociados a equipos en aceite de MT y AT a Codensa S.A. E.S.P. Ingelectrica S.A ascienden a \$101.593 y \$3.459.666, respectivamente.

Cambios regulatorios

El Ministerio de Medio Ambiente emitió la Resolución 1741 de octubre de 2016, mediante la cual modifica los artículos 4, 5, 6, 7, 8, 9, 14, 26, 29 y 34 de la Resolución 222 de 2011 con respecto a la identificación, marcado, y otros aspectos asociados con el levantamiento de información de equipos en propiedad de terceros. El impacto fue valorado e incluido por el Grupo en la provisión por \$962.238.

Cambios en otros supuestos

Adicionalmente, durante el 2016 la provisión presentó cambios asociados a los siguientes supuestos. (i) Ahorro por la implementación de la estratificación en los activos de la zona Cundinamarca (ii) Inclusión de los costos asociados a las visitas sin actuación dentro de las actividades de marcación (iii) inclusión de las actividades de control de calidad comprendidas en el marco de interventoría integrada, (iv) incorporación de la mano de obra que se requiere en el proyecto. (v) actualización de los precios por el cambio del Impuesto de Valor Agregado (IVA) del 16% al 19% entre otros.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el valor de los flujos corrientes proyectados sin descontar se presenta a continuación:

Año	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
2018	\$ -	\$ 7.319.367
2019	18.441.204	7.554.627
2020 y siguientes	6.669.849	6.298.725
	\$ 25.111.053	\$ 21.172.719

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, se actualizó la provisión descontando los flujos futuros al valor presente neto a una tasa del 6,21% y 6,09% E.A. generando un efecto financiero de (\$844.326) y \$1.068.337, la tasa de descuento más adecuada, se consideran las tasas de interés de los bonos del Gobierno (TES) que tienen plazos de vencimiento similares a los de la obligación.

Desmantelamiento Parque Solar

Provisión por desmantelamiento del Parque Solar el Paso y su línea de conexión en lo relacionado a las obras y estructuras temporales instaladas (en la etapa constructiva), retiro de los paneles solares, estructuras soportantes, sistema de cableado, seguidores, subestación eléctrica, línea de alta tensión, bodegas, oficinas, instalaciones sanitarias, consumo/captación de agua subterránea, reconformación del terreno y limpieza así como la generación de residuos líquidos y sólidos como parte del plan de cierre del proyecto una vez este llegue al final de su vida útil.

- (3) Al 31 de diciembre de 2018 se realizó el pago correspondiente a la provisión del litigio de Alumbrado Público con la UAESP por \$24.471.044 que tenía un saldo a 31 de diciembre de 2017 por \$22.127.357.

A continuación, se describen brevemente los principales hechos de este litigio y los hechos ocurridos durante el 2018:

El 20 de abril de 1997 se suscribió entre el Distrito y la GEB (Grupo Energía de Bogotá) un convenio interadministrativo que le garantiza a la ciudad el suministro de energía con destino al alumbrado público, convenio que fue cedido a Codensa S.A. E.S.P. el 23 de octubre de 1997; en ese mismo año la CREG a través de la Resolución No 99/97, modificó la tarifa del servicio de energía domiciliario excluyendo expresamente el alumbrado público, ante lo cual Codensa S.A. E.S.P. presentó al Distrito por los años 1998 y 1999 unas facturas en donde la Empresa hacía un cálculo propio y unilateral del valor de la energía que suministraba. El Distrito discutió la tarifa de Codensa S.A. E.S.P., pero canceló lo que consideraba que era el precio justo. El 25 de enero de 2002, las partes establecieron una metodología aplicable para el futuro y determinaron elaborar un inventario georeferenciado cuyo resultado se compara con el censo existente, para que, en el evento que existieran diferencias, se re liquidarán los costos y la remuneración respecto de los períodos a que hubiere lugar. El inventario georeferenciado (elaborado entre los años 2000 y 2003) arrojó como resultado una diferencia de 8.661 luminarias menos de las que Codensa S.A. E.S.P. le cobró al Distrito, ante lo cual se le reclama a Codensa S.A. E.S.P. efectuar la reliquidación que incluya intereses moratorios por los mayores valores pagados entre 1998 y 2004.

Como consecuencia de una acción popular que curso en el Juzgado Décimo Administrativo de Bogotá, el 9 de noviembre de 2009, se dictó sentencia de primera instancia en la cual se ordenó a la UAESP

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a los Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

y a Codensa S.A. E.S.P. que en plazo de dos meses desde la ejecutoria del fallo realicen todas las gestiones necesarias para establecer en forma definitiva los saldos a favor o en contra, debidamente actualizados con el DTF (Fórmula de actualización de sumas) más intereses. De no llegarse a un acuerdo, la misma UAESP deberá realizar dentro dos meses una liquidación para ponerla a consideración de Codensa S.A. E.S.P., quien puede ejercer los recursos de vía gubernativa pertinentes y en caso de no pago, proceder a ejecutar la sentencia. La sentencia de segunda instancia confirmó lo declarado y actualmente se encuentra firme, no procediendo otros recursos.

El 26 de agosto de 2014 la UAESP y Codensa S.A. E.S.P. suscribieron un acuerdo en el que llegaron a una liquidación concertada en donde Codensa S.A. E.S.P. asumía el 50% equivalente a \$14.432.754. Este acuerdo, además de Codensa S.A. E.S.P., debía ser autorizado por el director de la UAESP y ratificado por el Juez Administrativo N°10 de Bogotá (que conoció en 1ª instancia del proceso).

El 1 de junio de 2017, el Juez 10 Administrativo del Circuito de Bogotá se negó a considerar el acuerdo mencionado teniendo en cuenta que no fue celebrado dentro de los dos meses siguientes a la ejecutoria del fallo del 29 de septiembre de 2011 que vencían el 2 de febrero de 2012; ordenando a la UAESP realizar la liquidación unilateral. Sin embargo, teniendo en cuenta que el Juez no emitió pronunciamiento de aprobación o de rechazo del acuerdo, el mismo continúa siendo oponible entre las partes.

El 31 de agosto de 2017, en cumplimiento de lo ordenado por el Juez Administrativo, la UAESP expidió la resolución 412 de 2017 mediante la cual realizó la reliquidación de la facturación por el alumbrado público objeto del proceso por un importe de \$141.016.977, como consecuencia de lo anterior Codensa S.A. E.S.P. presentó recurso de reposición.

El 29 de diciembre de 2017, Codensa S.A. E.S.P. fue notificada de la resolución 730 de 2017 proferida el 18 de diciembre por parte de la UAESP mediante la cual resolvió el recurso de reposición presentado por Codensa S.A. E.S.P., confirmando la decisión impugnada y reconsideró el cálculo de la reliquidación notificada en agosto tomando como base de actualización la DTF de acuerdo con lo ordenado por el Juez en la sentencia de septiembre de 2009, en ese orden la nueva pretensión de la UAESP asciende a \$ 113.082.893.

El 25 de enero de 2018, la UAESP requirió a Codensa S.A. E.S.P., frente a esta situación, Codensa S.A. E.S.P. ofreció a la UAESP el pago del monto que considera justo de \$14.432.754 que al 28 de febrero y conforme a la actualización acordada ascendía a \$23.633.336. Suma que podría ser cruzada con tres facturas que por concepto de alumbrado público cancele la UAESP a partir de la fecha. Ante el silencio de la UAESP se radicó el 16 de marzo de 2018 una solicitud de mesa de trabajo para llegar a un acuerdo dado que la UAESP inicio cobro persuasivo. Sin embargo, el 22 de marzo de 2018 la UAESP comunicó la decisión de librar mandamiento de pago en contra de Codensa S.A. E.S.P. por las sumas de dinero contenidas en la Resolución.

El 22 de marzo de 2018 la UAESP informó que se había librado mandamiento de pago contra Codensa S.A. E.S.P. al haberse iniciado el cobro coactivo. Una vez contestado el cobro coactivo y resueltas en forma negativa las excepciones de Codensa S.A. E.S.P., se procedió a informar a la UAESP la admisión de la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho por parte del Tribunal Administrativo de Cundinamarca, ante lo cual la UAESP mediante auto de fecha 6 de septiembre procedió a suspender el proceso de cobro coactivo.

Ante la imposibilidad de llegar a un acuerdo con la UAESP respecto a las cuantías de los actos administrativos, Resoluciones No. 412 del 2/08/2017 y 730 del 18/12/2017; el 25 de julio de 2018 Codensa S.A. E.S.P. procedió a radicar ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca la demanda

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Esta demanda se admitió por el Tribunal el 22 de agosto de 2018, estando a la fecha en estado de notificación a la UAESP.

El pasado 28 de septiembre de 2018, Codensa S.A. E.S.P. pagó a la UAESP la suma de \$ 24.471.044, que corresponden al monto que en su oportunidad se pactó en el acuerdo suscrito por las partes en el año 2014, actualizado con una tasa igual al DTF desde la fecha en que se produjo la diferencia hasta la fecha real en que se realiza el pago.

Restante de la reliquidación unilateral la nueva pretensión de la UAESP y que constituye objeto de demanda de nulidad y restablecimiento del derecho, se califica como eventual con un tiempo estimado de finalización del proceso de 3 años.

- (4) Corresponde a compensaciones incluidas en la Resolución 1061 y el Acuerdo 017 de 2013 del Ministerio de Medio Ambiente y la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, respectivamente, donde se aprueba la sustitución de la reserva forestal protectora y productora de la cuenca alta del río Bogotá, comprometiendo al Grupo a efectuar un plan de compensación y reforestación en la zona de construcción de la subestación Nueva Esperanza.

Licencia ambiental Sub-estación Nueva Esperanza

El 31 de julio de 2014 mediante la Resolución No.1679, la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca – CAR, otorgó la licencia ambiental para el desarrollo del proyecto “Construcción de la Subestación Nueva Esperanza de 500/115 kV, sus líneas de 115 kV y módulos de conexión”. No obstante, el 8 de agosto de 2014 Codensa S.A. E.S.P. interpuso un recurso de reposición contra dicho acto con base en el artículo 55 de la Resolución mencionada, en la cual solicita incluir y aclarar los temas asociados con la zona geográfica, las compensaciones, el censo entre otros aspectos.

El 30 de diciembre de 2014, Codensa S.A. E.S.P. fue notificada de la Resolución 3788 del 24 de diciembre de 2014, mediante la cual se resuelve el recurso de reposición y se otorga licencia ambiental para la construcción y operación del proyecto “Nueva Esperanza”. El recurso corrige los aspectos de fondo y repone favorablemente la totalidad de los puntos presentados por Codensa S.A. E.S.P. en el recurso de reposición.

Levantamiento de la veda y reforestación

El 20 de febrero de 2015, se firmó la promesa de compraventa entre Codensa S.A. E.S.P. y Álvaro Eduardo Convers por \$1.350.000 para la adquisición del lote No 5 El Pireo, el cual tiene como destino el cumplimiento de la obligación de compensación ambiental asociada a la construcción de la Subestación Nueva Esperanza. El pago de este predio se realizó el 50% en 2015 y el 50% en el 2016 con el cumplimiento de los trámites ante las autoridades competentes para la obtención de la licencia de desenglobe, la cancelación de las anotaciones 2 y 3 sobre el folio de la matrícula que recaen sobre el predio, y los hitos asociados a la escrituración y registro a favor Codensa S.A. E.S.P. La legalización del predio el Pireo se realizó el 4 de octubre de 2016 mediante escritura pública No 3333 de la Notaria 11 del Círculo de Bogotá.

Levantamiento de Veda: Resolución No. 1702 del 17 de julio de 2015 “Por la cual se efectúa un levantamiento parcial de veda y se toman otras determinaciones”, expedida por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Mediante la resolución señalada se levanta de manera parcial la veda para los grupos taxonómicos de Bromelias, Orquídeas, Musgos, Líquenes y Hepáticas y para cinco (5) individuos de la especie *Cyathea caracasana*, reportadas en el área de intervención del proyecto Nueva Esperanza, conforme a las coordenadas señaladas.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

Codensa S.A. E.S.P. fue notificada de la Resolución 2128 del 30 de septiembre de 2015, mediante la cual se resuelve el recurso de reposición, asociada al levantamiento de veda del proyecto “Nueva Esperanza”. El recurso corrige los aspectos de fondo y repone favorablemente la totalidad de los puntos presentados por Codensa S.A. E.S.P. en el recurso de reposición. Este hecho es fundamental para el proyecto y permite continuar con la construcción de las líneas de transmisión a 115kV.

El 1 de diciembre de 2015, se firmó el contrato de compensación ambiental entre Codensa S.A. E.S.P. y el Consorcio Geosíntesis que tiene como objeto el aprovechamiento forestal de 3.600 individuos arbóreos, establecimiento, aislamiento y mantenimiento de planteamientos forestales protectora, restauración ecológica de 0,5 hectáreas, plan de manejo forestal del lote el Pireo, diseño, establecimiento y mantenimiento de una barrera viva para la Subestación Nueva Esperanza, entre otras actividades de influencia directa del proyecto. El período pendiente de ejecución del contrato es de 12 meses y los desembolsos incurridos a la fecha ascienden a \$3.718.609, de los cuales \$ 1.366.606 fueron ejecutados en el 2017.

El 23 de diciembre de 2016, se firmó la promesa de compraventa entre Codensa S.A. E.S.P. y Anselmo Ibañez León por \$433.000 para la adquisición del lote San Gregorio localizado en el municipio de Sibaté, el cual tiene continuar la reforestación solicitada en el marco de la licencia ambiental. El 50% se pagó contra firma de promesa de compraventa y el otro 50% se canceló en el primer bimestre del 2017

Durante el año 2018, se realizó el mantenimiento de las plantaciones forestales establecidas en los predios El Pireo, San Gregorio y áreas localizadas en el Bosque RENACE en el marco de la compensación ambiental, así como el mantenimiento para las 3126 epífitas que fueron rescatadas y trasladadas.

Por otro lado, en el primer bimestre de 2018, Codensa S.A E.S.P. inauguró la Sala de Exhibición de piezas arqueológicas en el municipio de Soacha, recibiendo 50.337 visitantes durante los seis (6) meses de su administración y realizó el lanzamiento del libro “Nueva Esperanza 2000 años de historia prehispánica de una comunidad en el altiplano cundiboyacense”.

Al 31 de diciembre de 2018 se cumplieron los compromisos establecidos en el marco del Plan de Manejo Ambiental, en la fase de construcción del corredor 3 del proyecto, así como las actividades necesarias para dar cumplimiento a las obligaciones contenidas en la Resolución que otorgó la licencia ambiental, así como las obligaciones contenidas en los permisos de sustracción y de levantamiento de veda; el importe de los giros en 2018 ascendió a \$988.497.

El valor de los flujos proyectados sin descontar se presenta a continuación:

Año	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
2018	\$ -	\$ 808.784
2019	25.140	69.885
	\$ 25.140	\$ 878.669

Al 31 de diciembre de 2017, se actualizó la provisión de Nueva Esperanza al valor presente neto a una tasa del 7,25% EA (IBR + 2,55%) generando un efecto financiero por (\$92.331). Al 31 de diciembre de 2018 no se realizó actualización financiera por corresponder el saldo de la provisión a flujos de corto plazo.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

- (5) El 6 de febrero de 2017 mediante la Resolución No.0263, la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca – CAR, otorgó la licencia ambiental para el desarrollo del proyecto “Construcción de la Subestación Gran Sabana, líneas de 115 kv y módulos de conexión”. La licencia compromete principalmente a Codensa S.A. E.S.P. a efectuar un plan de compensación y reforestación en la zona de construcción de la subestación.
En octubre 2017, Codensa S.A. E.S.P. y el Parque Jaime Duque firmaron un convenio mediante el cual el parque destina el terreno para la reforestación de 1100 individuos arbóreos permitiendo cumplir a Codensa S.A. E.S.P. la obligación ambiental.

Durante el primer trimestre de 2018 culminaron las actividades relacionadas con esta provisión ejecutándose las obligaciones planeadas por \$28.387.

- (6) Corresponde a compensaciones incluidas en la Resolución 0255 de febrero de 2018 de La Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, donde se otorga la licencia ambiental para la construcción de la subestación Compartir de 115 KV y módulos de conexión ubicada en el municipio de Soacha y se fijan las obligaciones ambientales como son el manejo de residuos, manejo de fauna y aprovechamiento forestal y los programas sociales.

Licencia ambiental Sub-estación Compartir

Codensa S.A E.S.P. presentó un plan de actividades y acciones para dar cumplimiento a las acciones necesarias que tienen como objetivo prevenir, mitigar, controlar y corregir los impactos generados por la construcción de la subestación Compartir. Así como un plan de monitoreo con el fin de evaluar la efectividad de dicho plan detallados en la resolución 0255 de 2018.

Dicha resolución impone a Codensa S.A. E.S.P. una medida económica por \$700.000, destinadas a la compra de maquinaria y la realización de la plantación de árboles nativos. Codensa S.A. E.S.P. realizó un detalle de todas las actividades solicitadas y efectuó una valoración interna de los montos necesarios para cada actividad lo que generó un monto de provisión inicial registrada en marzo de 2018 por \$ 1.457.089

Durante el año 2018, se cumplieron los compromisos establecidos en el marco del Plan de Manejo Ambiental. Cabe destacar, que durante el 2018 se llevaron a cabo dos jornadas de siembra voluntaria y cuatro de embellecimiento de jardines de conjuntos residenciales localizados en el municipio de Soacha, dando inicio al proyecto de valor compartido denominado “Reforestando Soacha”. Así mismo se realizaron diversas actividades de divulgación social, capacitaciones en campos electromagnéticos, y las modelaciones de ruido. Se tiene previsto para el mes de enero de 2019, la entrega de la maquinaria, compromiso incluido en la Licencia Ambiental.

El valor de los flujos proyectados indexados sin descontar y el valor utilizado en 2018 se presentan a continuación:

<u>Año</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>
2018	582.628
2019	547.219
2020	247.644
2021	92.591
	<u>\$ 1.470.082</u>

Al 31 de diciembre de 2018, se actualizó la provisión de Compartir al valor presente neto a una tasa del 7,52% EA (IBR + 3,17%) generando un efecto financiero en 2018 de (\$38.543).

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

- (7) La Provisión de la Central Ambiental Hidroeléctrica el Quimbo está constituida por: i) Ambiental y obras Quimbo, la cual corresponde principalmente a obligaciones para reposición de infraestructura, liquidación de contratos asociados a obras ejecutadas y obras menores necesarias para la operación de la central las cuales se esperan sean ejecutadas dentro del cronograma de obras propuesto por el proyecto entre el 2017 y 2020. ii) Plan de Restauración, incluye las obras necesarias para mitigar el impacto ambiental con ocasión del llenado del embalse y que involucra flujos de ejecución estimados en 30 años. Entre las actividades principales de esta obligación se encuentra la restauración de bosques, mantenimiento de la franja de protección y del embalse, desarrollo del programa íctico y pesquero y programas de monitoreo de fauna, flora, clima y paisaje.
- (8) La provisión desmantelamiento de equipos electromecánicos en el Quimbo corresponde al descuento de los flujos futuros, VPN, las tasas utilizadas a diciembre 2018 y diciembre de 2017 son 10,93% EA y a diciembre de 2017 8,10% EA, respectivamente.

El movimiento de las provisiones entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

	Provisión de reclamaciones legales	Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	Gran Sabana	Nueva Esperanza	Compartir	Alumbrado público y otros	Total
Saldo inicial al 01 de enero de 2017	\$ 26.065.786	\$ 290.000.566	\$ -	\$ 2.234.811	\$ -	\$ 15.562.884	\$ 333.864.047
Incremento (Decremento) en provisiones	3.071.081	1.572.916	455.585	147.718	-	430.301	5.677.601
Provisión utilizada	(1.928.204)	(63.177.556)	(428.907)	(1.416.254)	-	(110.089)	(67.061.010)
Actualización efecto financiero	-	17.450.859	1.709	(92.331)	-	7.127.357	24.487.594
Recuperaciones	(2.121.728)	(258.547)	-	-	-	-	(2.380.275)
Total movimientos en provisiones	(978.851)	(44.412.328)	28.387	(1.360.867)	-	7.447.569	(39.276.090)
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	\$ 25.086.935	\$ 245.588.238	\$ 28.387	\$ 873.944	\$ -	\$ 23.010.453	\$ 294.587.957
Incremento (Decremento) en provisiones	13.896.550	7.546.620	-	141.208	1.457.089	(21.504)	23.019.963
Provisión utilizada	(4.149.635)	(40.953.237)	(28.387)	(988.497)	(582.628)	(24.471.045)	(71.173.429)
Actualización efecto financiero	(639.190)	7.783.061	-	(1.515)	(38.544)	2.343.688	9.447.500
Recuperaciones	(6.441.306)	-	-	-	-	-	(6.441.306)
Total movimientos en provisiones	2.666.419	(25.623.556)	(28.387)	(848.804)	835.917	(22.148.861)	(45.147.272)
Saldo final al 31 de diciembre de 2018	\$ 27.753.354	\$ 219.964.682	\$ -	\$ 25.140	\$ 835.917	\$ 861.592	\$ 249.440.685

Reclamación Consorcio Impregilo

Durante el 2015, el Consorcio Impregilo OHL presentó ante el Grupo una serie de reclamaciones y notas de órdenes de cambio (Noc's) producto de afectaciones económicas por las obras ejecutadas en el contrato CEQ-21 obras civiles principales proyecto Hidroeléctrico El Quimbo.

En sesión ordinaria de junta directiva No 436 celebrada el 19 de octubre de 2016, fueron realizados los análisis técnicos y legales del contrato pactado entre el Grupo y el Consorcio Impregilo, como resultado de las mesas de negociación previas realizadas entre septiembre de 2015 y marzo de 2016. El Grupo en aras de evitar un proceso de arbitraje a futuro, decidió cerrar la negociación con el contratista durante el último trimestre de 2016. La pretensión inicial del contratista ascendía a \$224.560.000, entre reclamaciones y notas de orden de cambio como resultado de la negociación se cerró el acuerdo por \$57.459.000 de pesos más \$2.800.000, por el acta del cierre de contrato, y un reajuste a las reclamaciones por \$14.541.000, para un total de \$74.800.000, estos valores fueron autorizados por el Grupo para ser incluidos dentro del contrato CEQ 021 por medio del addendum 17 firmado en enero de 2017.

En noviembre de 2016, el Grupo como parte del análisis de las actividades incluidas dentro de la provisión constituida para garantizar el cumplimiento de las obligaciones derivadas de la construcción de la Central, efectuó recuperaciones por actividades que fueron consideradas no necesarias e incluyendo los reajustes a los precios del contrato acordados en junta directiva y que formalizados en addendum 17 el cual fue firmado y pagado durante el primer trimestre de 2017.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

Actualmente este contrato entra en etapa de liquidación, una vez se cumpla el término del amparo, calidad y estabilidad de las obras.

El Grupo presentó reclamación al contratista y a la Compañía AXA Colpatria Seguros S.A., porque considera que algunos eventos que afectan la calidad de las obras de la presa son responsabilidad de la Compañía. AXA Colpatria rechazó la reclamación por garantía de calidad y estabilidad de las obras.

El Grupo presentó réplica para la Aseguradora, la comunicación se radicó el viernes 4 de mayo de 2018. El 8 de junio de 2018 se recibió respuesta de AXA Colpatria indicando que la reclamación fue objetada, pero que no obstante, una vez se pruebe la responsabilidad del asegurado y se pruebe el daño entraría a revisar la reclamación. Al 31 de diciembre de 2018 no presenta cambios adicionales.

Provisión Programa Ambiental de Inversión 1%

De acuerdo con la Resolución 0899 del 15 de mayo de 2009, mediante la cual la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) otorgó licencia ambiental para el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, el Grupo al 31 de diciembre de 2018 tiene registrado como parte del total provisionado \$22.128.147 correspondientes al programa de inversión del 1% presentando dentro del marco de la licencia, por la utilización del recurso hídrico superficial de la fuente río Magdalena, de conformidad con lo establecido en el parágrafo del artículo 43 de la ley 99 de 1993 reglamentado por el Decreto 1900 del 12 de septiembre del 2006. El 31 de agosto de 2016 se realizó y presentó al ANLA para su revisión y aprobación una liquidación parcial por \$9.702 millones con corte al 30 de septiembre de 2016, la cual será re liquidada una vez determine el costo final del proyecto de acuerdo al parágrafo 2 del artículo 4 del Decreto 1900 de 2006. A 31 de diciembre de 2018 no se ha recibido pronunciamiento de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA.

A su vez, el Auto 987 incluye aceptación respecto a la ejecución del proyecto de formación de promotores ambientales, el cual fue elaborado en conjunto con el SENA. Por lo anterior, se deberá establecer un convenio entre el Grupo y SENA, el cual permita dar ejecución al proyecto en mención.

17 Provisiones por beneficios a los empleados

	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Obligaciones por beneficios definidos post-empleo y largo plazo (1)	\$ 37.339.270	\$ 362.595.684	\$ 42.632.123	\$ 338.180.713
Prestaciones sociales y aportes de ley	57.448.027	-	60.501.669	-
Beneficios por planes de retiro	5.005	-	6.825	-
	\$ 94.792.302	\$ 362.595.684	\$ 103.140.617	\$ 338.180.713

(1) El Grupo otorga diferentes planes de beneficios definidos; obligaciones post-empleo y beneficios de largo plazo a sus trabajadores activos o jubilados; de acuerdo con el cumplimiento de requisitos previamente definidos, los cuales se refieren a:

Pensiones de jubilación.

El Grupo posee un plan de pensión de beneficios definidos sobre el cual no presenta activos específicos, excepto por, los recursos propios originados en el desarrollo de su actividad operacional. Los planes de pensiones de beneficios establecen el monto de beneficio por pensión que recibirá un empleado a su retiro, el que usualmente depende de uno o más factores, tales como, edad del empleado, años de servicio y compensación.

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera, respecto de los planes de pensiones de beneficios definidos, es el valor presente de la obligación del beneficio definido a la fecha del estado de situación financiera, junto con los ajustes por ganancias o pérdidas actuariales no reconocidas. La

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

obligación por el beneficio definido se calcula por actuarios independientes usando el método de unidad de crédito proyectado. El valor presente de la obligación de beneficio definido, se determina descontando los flujos de salida de efectivo estimados usando las tasas de interés calculada a partir de la curva de rendimiento de los Títulos de Deuda Pública del Gobierno de Colombia (TES) denominados en unidades de valor real (UVR) que tienen términos que se aproximan a los términos de la obligación por pensiones hasta su vencimiento.

Las pérdidas y ganancias actuariales que surgen de ajustes por la experiencia y cambios en las hipótesis actuariales se cargan o abonan al patrimonio neto en el otro resultado integral, en el período en el que surgen.

La base de pensionados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de este beneficio corresponde a:

Concepto	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Pensionados	1.469	1.462
Edad promedio	67	66

Otras obligaciones post-empleo

Beneficios a pensionados

El Grupo otorga los siguientes auxilios a sus empleados retirados por pensión: (i) Auxilio educativo, (ii) Auxilio de energía, y (iii) Auxilio de salud de acuerdo a lo establecido en la convención colectiva de trabajo. El derecho a los beneficios mencionados generalmente se da al empleado independiente de que haya trabajado hasta la edad de retiro. Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo usando una metodología semejante a la de los planes de beneficios definidos. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en otros resultados integrales en el período en el que surgen.

Estas obligaciones se valorizan anualmente por actuarios independientes calificados.

La base de pensionados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de este beneficio corresponde a:

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Auxilio educativo		
Pensionados	211	253
Edad promedio	19,00	18,96
Auxilio energía		
Pensionados	1286	1.301
Edad promedio	66,55	65,65
Servicio Salud(*)		
Pensionados	1501	1.621
Edad promedio	61,00	58,24

Cesantías retroactivas

Las cesantías retroactivas, consideradas como beneficios post-empleo, se liquidan a aquellos trabajadores pertenecientes al régimen laboral anterior a la Ley 50 de 1990 y que no se acogieron al cambio de régimen. Esta prestación social se liquida por todo el tiempo laborado con base en el último salario devengado y se paga independientemente de que el empleado sea despedido o se retire. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan al otro resultado integral.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

La base de empleados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de esta obligación corresponde a:

Concepto	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Empleados	159	159
Edad promedio	53,8	52,74
Antigüedad	26,3	25,31

Beneficios de largo plazo

El Grupo reconoce a sus empleados activos, beneficios asociados a su tiempo de servicio, como son los quinquenios, el cual consiste en realizar un pago por cada 5 años de servicio ininterrumpidos a trabajadores cuya fecha de contratación fue realizada antes del 21 de septiembre de 2005 y aquellos trabajadores que se encontraban laborando en la EEC y se devenga a partir del segundo año, de acuerdo con lo definido en la convención colectiva de trabajo.

Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo, usando una metodología semejante a la que se usa para los planes de beneficios definidos. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en el resultado del período en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan por actuarios independientes calificados.

La base de empleados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de esta obligación corresponde a:

Concepto	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Empleados	321	322
Edad promedio	51,9	50,92
Antigüedad	23,75	22,75

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 el cálculo actuarial de beneficios post empleo fue realizado por la firma Aon Hewitt México, la cual utilizó el siguiente conjunto de hipótesis:

Hipótesis financieras:

Tipo de tasa	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Tasa de descuento	6,80%	6,82%
Tasa de incremento salarial (personal activo)	5,00%	4,50%
Tasa de Incremento a las pensiones	4,00%	3,50%
Inflación estimada	4,00%	3,50%
Inflación servicio médico	8,00%	8,00%

Hipótesis demográficas:

Base biométrica	
Tasa de mortalidad	Tabla colombiana de mortalidad 2008 (Rentistas válidos)
Tasa de mortalidad inválidos	Tabla interna Enel
Invalidez total y permanente	EISS
Rotación	Tabla interna Enel
Retiro	Hombres: 62 Mujeres: 57

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

El movimiento de las obligaciones por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

	Personal jubilado		Personal activo		Plan de beneficios definidos
	Pensiones (a)	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	
Saldo inicial al 31 de diciembre de 2017	\$ 290.825.852	\$ 71.240.455	\$ 8.204.766	\$ 10.541.763	\$ 380.812.836
Costo del Servicio Corriente	-	-	355.763	437.017	792.780
Costo por Intereses	19.492.910	4.686.881	543.397	654.870	25.378.057
Contribuciones Pagadas	(29.870.452)	(4.093.725)	(1.259.951)	(2.434.696)	(37.658.822)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	16.808.619	1.071.892	14.311	189.644	18.084.466
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	9.632.976	1.407.868	1.432.386	52.408	12.525.637
Saldo final al 31 de diciembre de 2018	\$ 306.889.905	\$ 74.313.371	\$ 9.290.672	\$ 9.441.006	\$ 399.934.954

- (a) Dando cumplimiento a lo establecido en el artículo 4 del decreto 2131 de 2016 que permite la aplicación de la NIC 19 para la determinación del pasivo de beneficios post-empleo por concepto de pensiones futuras de jubilación, requiriendo adicionalmente la revelación del cálculo de los pasivos pensionales de acuerdo con los parámetros establecidos en el Decreto 1625 de 2016 que retoma lo planteado en el Decreto 2783 de 2001; tenemos que aplicando estos parámetros al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el pasivo de beneficios post-empleo por concepto de pensiones futuras de jubilación asciende a y \$242.008.813 \$246.821.080, respectivamente. La sensibilidad en mención fue realizada por la firma Aon Hewitt México, la cual utilizó el siguiente conjunto de hipótesis:

Tipo de tasa	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Tasa de descuento	9,23%	9,96%
Interés técnico	4,80%	4,80%
Inflación estimada	4,23%	4,93%

El movimiento de las obligaciones por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

	Personal jubilado		Personal activo		Plan de beneficios definidos
	Pensiones (a)	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	
Saldo inicial al 31 de diciembre de 2016	\$ 301.628.181	\$ 81.593.569	\$ 7.657.226	\$ 9.938.878	\$ 400.817.854
Costo del Servicio Corriente	-	-	348.188	476.966	825.154
Costo por Intereses	18.760.278	5.213.178	456.122	618.792	25.048.370
Contribuciones Pagadas	(31.118.552)	(3.890.609)	(1.251.709)	(1.526.234)	(37.787.104)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(8.655.129)	(7.982.791)	(196.500)	(118.439)	(16.952.859)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	10.211.074	(3.692.891)	1.191.440	1.151.798	8.861.421
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	\$ 290.825.852	\$ 71.240.456	\$ 8.204.767	\$ 10.541.761	\$ 380.812.836

En el siguiente cuadro se observa el comportamiento en el valor presente de la obligación por cada uno de los beneficios definidos, con relación a la variación porcentual en 100 puntos básicos por encima o por debajo de la tasa de descuento utilizada para el cálculo actual.

Al 31 de diciembre de 2018:

Cambio en tasa de descuento	Personal jubilado		Personal activo		Plan de beneficios definidos
	Pensiones	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	
- 100 puntos básicos	\$ 343.619.627	\$ 82.413.245	\$ 10.047.341	\$ 9.814.891	\$ 445.895.104
+ 100 puntos básicos	\$ 276.629.087	\$ 67.498.389	\$ 8.611.318	\$ 9.095.712	\$ 361.834.506

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

A 31 de diciembre de 2018 y 2017 las compañías Enel Green Power S.A.S. E.S.P. y El Paso Solar S.A.S. E.S.P. no presentan beneficios de largo plazo con sus empleados.

18 Impuestos por Pagar

Las declaraciones de renta del año gravable 2016 y 2017 se encuentran abiertas para revisión por parte de las autoridades tributarias. Sin embargo, en opinión de la Gerencia, en el evento en que ocurra, no se esperan diferencias significativas.

El impuesto a la renta se presenta a continuación:

	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2017</u>
Impuesto de renta corriente (1)	\$ 841.647.687	\$ 884.326.813
Anticipo de renta año	(231.506.315)	(302.383.151)
Descuentos tributarios (2)	(6.456.772)	(1.232.018)
Autorretenciones de retención en la fuente	(226.604.535)	(204.564.847)
Autorretenciones otros conceptos	(137.683.107)	(123.446.470)
Impuestos por pagar año anterior (ZOMAC) (3)	600.355	-
Otros impuestos corrientes	22.057	12.072
(Activos) Pasivos por impuestos corrientes	<u>\$ 240.019.370</u>	<u>\$ 252.712.399</u>

(1) El pasivo por impuesto de renta corriente por pagar está compuesto por:

	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2017</u>
Impuestos a las ganancias relativos al resultado del período	\$ 841.096.089	\$ 880.994.448
Impuesto a las ganancias por combinación de negocios	-	-
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	(1.911.849)	2.939.781
Descuento tributario por inversión en ciencia y tecnología (2)	2.463.447	392.584
	<u>\$ 841.647.687</u>	<u>\$ 884.326.813</u>

(2) Al 31 de diciembre de 2018 corresponde a los descuentos tributarios incluidos en la reforma tributaria Ley 1819 de 2016: (i) las donaciones a entidades sin ánimo de lucro según el artículo 257 del Estatuto Tributario por \$388.375, el cual corresponde a un menor valor de la donación registrada (ii) Importaciones de maquinaria pesada para industrias básicas conforme al artículo 258-2 del Estatuto Tributario por \$3.604.950 (iii) las inversiones realizadas en investigación, desarrollo tecnológico o innovación según el artículo 256 del Estatuto Tributario por \$2.463.447, el cual corresponde a un menor valor del gasto corriente de renta.

(3) Corresponde al beneficio otorgado por el gobierno nacional que da la posibilidad a las empresas de pagar su impuesto de renta a través de los proyectos de inversión directa, viabilizados y prioritarios de interés social en las zonas más afectadas por el conflicto armado (ZOMAC).

Con ocasión a la reforma tributaria Ley 1943 de 2018, el beneficio anteriormente mencionado estará vigente hasta el 30 de junio de 2019, por cuanto tendrá éste tratamiento las obras por impuestos que hayan sido aprobadas hasta dicha fecha. A partir del 01 de junio de 2019 la aplicación del beneficio por obras cambia la metodología, siendo ahora controlado a través de convenios con las entidades públicas de nivel nacional y con requisitos distintos a los previamente establecidos.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

19 Otros pasivos no financieros

	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Anticipos por venta de Energía (1)	\$ 38.090.160	\$ -	\$ 77.213.798	\$ -
Anticipos de clientes por uso de redes (2)	8.172.042	-	8.278.678	-
Ingresos diferidos (3)	3.818.047	-	4.734.124	-
Pasivos contingentes (4)	-	19.135.216	-	33.081.908
	\$ 50.080.249	\$ 19.135.216	\$ 90.226.600	\$ 33.081.908

- (1) En el negocio de generación la variación entre 31 diciembre 2018 y 2017 corresponde principalmente al anticipo de compras de energía del cliente Electricaribe S.A E.S.P pactado bilateralmente previo recaudo para entrega de energía por \$45.607.964.
- (2) Corresponde a los prepagos realizados por los comercializadores en conformidad con la resolución 159 de 2011 emitida por la CREG, mediante la cual se reglamenta el mecanismos de cubrimiento para el pago de los cargos por uso del sistema de transmisión regional y del sistema de distribución local. La resolución se implementó en julio de 2016 y tiene como objetivo: (i) mitigar el riesgo de incumplimiento en el pago de los cargos por uso asociados a la energía que se transporta por los sistemas de transmisión regional y distribución local; y (ii) asegurar la continuidad del servicio a los usuarios finales.
- (3) Corresponde principalmente a ingresos recibidos por anticipado en el negocio de generación por ventas parciales de predios por \$3.818.047.
- (4) El negocio de distribución absorbió mediante fusión a la EEC la cual reconocía las contingencias laborales y civiles para aquellos procesos que tienen una asignación de probable (alto probabilidad) en cuanto a recibir un fallo en contra; de acuerdo a los lineamientos de NIIF 3 se deben considerar en una combinación de negocios aquellos con una asignación de posible (baja probabilidad), adicionalmente se incluyeron en un 100% las contingencias fiscales dada su naturaleza.

20 Patrimonio

Capital – Generación

El capital autorizado se compone por 286.762.927 acciones, con un valor nominal de \$4.400 por cada acción. El capital suscrito y pagado, está representado por 127.961.561 acciones ordinarias y 20.952.601 acciones con dividendo preferencial para un total de 148.914.162 acciones con valor nominal de \$4.400, distribuidas así:

Composición accionaria a 31 de diciembre de 2018 y 2017

Accionistas	Acciones Ordinarias Con Derecho a Voto		Acciones Preferenciales Sin Derecho a Voto		Composición Accionaria	
	(%) Participación	Número de Acciones	(%) Participación	Número de Acciones	(%) Participación	Número de Acciones
Grupo Energía Bogotá S. A. E.S.P.(1) (2)	43,57%	55.758.250	100%	20.952.601	51,51%	76.710.851
Enel Américas S.A.	56,42%	72.195.996	-%	-	48,48%	72.195.996
Otros minoritarios	0,01%	7.315	-%	-	0,01%	7.315
	100%	127.961.561	100%	20.952.601	100%	148.914.162

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

- (1) Del total de acciones del Grupo Energía de Bogotá S.A. E.S.P., 20.952.601 acciones corresponden a acciones sin derecho a voto con un dividendo preferencial de US\$0,1107 por acción.
- (2) Como resultado de la sesión extraordinaria de la Asamblea General de Accionistas de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. del pasado 6 de octubre de 2017, fue aprobado el cambio de denominación social por Grupo Energía de Bogotá S.A. E.S.P

Distribución de dividendos

La Asamblea General de Accionistas del 20 de marzo de 2018, según Acta No. 99, ordenó distribuir dividendos por \$623.784.116 con cargo a la utilidad neta de 31 de diciembre de 2017. Los dividendos sobre la utilidad de 2017, se pagan así: El 100% del dividendo preferente y el 38% del dividendo ordinario; el 16 de mayo de 2018, el 37% el 24 de octubre de 2018 y el 25% el 16 de enero de 2019.

Se informa que el Grupo Energía Bogotá ha instaurado solicitud de trámite arbitral ante la Cámara de Comercio de Bogotá en donde pretende la nulidad de esta acta, incluyendo dentro de los asuntos impugnados la aprobación del proyecto de distribución de utilidades.

La Asamblea General de Accionistas del 28 de marzo de 2017, según Acta No. 96, ordenó distribuir dividendos por \$527.607.248 con cargo a la utilidad neta de 31 de diciembre de 2016. Los dividendos sobre la utilidad de 2016, se pagan así: El 100% del dividendo preferente y el 38% del dividendo ordinario; el 15 de mayo de 2017, el 37% el 27 de octubre, quedando pendiente de pago el 25% el 15 de enero de 2018.

Capital Distribución

El capital autorizado está representado en 28.378.952.140 acciones con un valor nominal de \$100 cada una. Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, las acciones suscritas y pagadas corresponden a 134.875.450.

La composición accionaria al 31 de diciembre de 2018 y 2017 se detalla a continuación:

Accionistas	Acciones Ordinarias con Derecho a Voto		Acciones Preferenciales sin Derecho a Voto		Composición Accionaria	
	(%) Participación	Número de Acciones	(%) Participación	Número de Acciones	(%) Participación	Número de Acciones
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.(1) (2)	42,84%	49.209.331	100%	20.010.799	51,32%	69.220.130
Enel Américas S.A	56,72%	65.148.360			48,30%	65.148.360
Otros minoritarios	0,44%	506.960			0,38%	506.960
	100%	114.864.651	100%	20.010.799	100%	134.875.450

- (1) Del total de acciones de la Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. E.S.P., 20.010.799 acciones corresponden a acciones sin derecho a voto con un dividendo preferencial de US\$0,10 por acción.
- (2) Como resultado de la sesión extraordinaria de la Asamblea General de Accionistas de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. el 6 de octubre de 2017, fue aprobado el cambio de denominación social por Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P

Distribución de Dividendos

La Asamblea General de Accionistas del 20 de marzo de 2018, según Acta No. 69, aprobó con una votación del 56,7178% de las acciones presentes distribuir dividendos ordinarios por \$433.923.281 y dividendos preferenciales por \$ 5.708.040 con cargo a la utilidad neta de 31 de diciembre de 2017. Se informa que el

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

Grupo Energía Bogotá ha instaurado solicitud de trámite arbitral ante la Cámara de Comercio de Bogotá en donde pretende la nulidad de esta acta, incluyendo dentro de los asuntos impugnados la aprobación del proyecto de distribución de utilidades.

De los dividendos sobre la utilidad de 2017 por \$439.631.322 (\$3.217,21 por acción ordinaria (*)) serán pagados así: El 100% del dividendo preferente y el 37.73% del dividendo ordinario pagados el 19 de mayo de 2018, el 37.36% el 24 octubre de 2018, el 24.91% el 16 de enero de 2019.

La Asamblea General de Accionistas del 28 de marzo de 2017, según Acta No. 67, ordenó distribuir dividendos por \$526.470.858 con cargo a la utilidad neta de 31 de diciembre de 2016.

De los dividendos sobre la utilidad de 2016 por \$526.470.858 (3.860,16 (*) por acción ordinaria) pagados así: El 100% del dividendo preferente y el 28,39% del dividendo ordinario se pagó el 27 de abril de 2017, se pagó el 26,85% el 15 de mayo de 2017, el 26,85% el 27 de octubre de 2017 y el 17,91% se pagó el 15 de enero de 2018.

(*) Cifra expresada en pesos colombianos

Capital – Renovables

El capital autorizado se compone por 600.000 acciones, con un valor nominal de \$1.000 por cada acción.

El capital suscrito y pagado, está representado por 843.635 acciones ordinarias distribuidas así:

Composición accionaria a 31 de diciembre de 2018

Accionistas	(%) Participación	Número de Acciones	Valor nominal (Pesos)
Enel Green Power S.P.A	100%	843.635	1.000

Gestión del Capital

El objetivo del Grupo en materia de gestión de capital, el cual corresponde al patrimonio contable, es mantener un nivel adecuado de capitalización, que le permita asegurar el acceso a los mercados financieros para el desarrollo de sus objetivos de mediano y largo plazo, optimizando el retorno a sus Accionistas y manteniendo una sólida posición financiera. El Grupo gestiona su estructura de capital y realiza ajustes a la misma, a la luz de las condiciones económicas del entorno, ajustando el retorno a sus socios o aumentando el capital.

No existe ningún tipo de restricción o covenant que limite la gestión de capital del Grupo.

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Capital pagado	\$ 843.635	\$ 526.222
Primas de en colocación de acciones	\$ 60.092.234	\$ 37.737.237
	\$ 60.935.869	\$ 38.263.459

En acta número 31 del 3 de octubre de 2018, se aprobó la capitalización con prima en colocación de acciones por valor total de Siete millones cuatrocientos noventa y nueve mil novecientos setenta dólares americanos (USD 7.499.970); lo anterior mediante la emisión de trescientas diecisiete mil cuatrocientos trece (317.413) acciones ordinarias, de valor nominal de mil pesos (COP \$1.000) cada una, es decir por un valor nominal total de trescientos diecisiete millones cuatrocientos trece mil pesos (COP \$317.413), más una prima en colocación de acciones de ventidos mil trescientos cincuenta y cuatro mil millones

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a los Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

novecientos noventa y seis mil trescientos diez pesos (COP \$22.354.996). Como resultado de ésta capitalización, el capital suscrito del Grupo quedó conformado por 843.635 acciones, por lo tanto, como consecuencia de la emisión de las nuevas acciones, el capital suscrito del Grupo es de ochocientos cuarenta y tres millones trescientos sesenta y cinco mil pesos (COP \$843.365) El 20 de enero de 2017, se efectuó aporte de capital por USD\$10.000.000, con fecha 13 de septiembre de 2017, se efectuó otro aporte de capital por USD\$2.000.000 con el cual se agotó la causal de disolución existente al 31 de diciembre de 2016.

El 19 de diciembre de 2017 mediante el acta No. 23 se aprobó capitalizar el anticipo efectuado por el Accionista Único Enel Green Power SpA en septiembre de 2017 por USD\$2.000.000 (COP\$5.808.400). Lo anterior mediante la emisión de cincuenta y ocho mil ochenta y cuatro (58.084) acciones ordinarias, de valor nominal mil pesos (COP\$1.000) cada una, es decir, por un valor nominal total de cincuenta y ocho millones ochenta y cuatro mil pesos (COP\$58.084), más una prima en colocación de acciones de noventa y nueve mil pesos (COP \$99.000) por acción, para un total de cinco mil setecientos cincuenta millones trescientos dieciséis mil pesos (COP \$5.750.316) de prima en colocación de acciones por el número total de las acciones a emitir y un valor total de capitalización de cinco mil millones ochocientos ocho mil cuatrocientos mil pesos (COP\$5.808.400). Como resultado de esta capitalización, el capital suscrito del Grupo quedó conformado por 526.222 acciones.

Tribunales de Arbitramento del Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. versus. Enel Américas

El 4 de diciembre de 2017, Enel Américas S.A fue notificado de la solicitud de inicio de trámite arbitral interpuesta por parte del Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. con relación a las diferencias surgidas en la distribución de utilidades del ejercicio 2016 para Emgesa S.A. E.S.P. y Codensa S.A. E.S.P. conforme a lo reglado por el Acuerdo Marco de Inversión –AMI.

Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. argumenta que Enel Américas actuó en contra de sus propios actos al votar por una distribución de utilidades del 70%, incumpliendo lo dispuesto en la cláusula 3.8 del AMI el cual establece la forma de distribución de utilidades obligando a las partes a votar favorablemente la distribución del 100% que sean posibles de distribuir durante cada ejercicio.

La pretensiones de la demandan son (i) Declaración del incumplimiento del AMI por parte de Enel Américas S.A (ii) Legitimidad del Grupo Energía de Bogotá S. A. E.S.P. para convocar una Asamblea Extraordinaria de Accionistas que incluya en el orden del día la distribución del porcentaje pendiente de distribución para el ejercicio 2016. (iii) Distribución del 100% del porcentaje pendiente de distribución para cada Compañía. El 12 de diciembre de 2017, se realizó el sorteo público de árbitros para el tribunal, sin embargo las partes eligieron sus propios árbitros como lo indica el Acuerdo Marco de Inversión.

Estando fijada la fecha para la instalación del Tribunal el GEB decide retirar la demanda para realizar reformas, incluir nuevos temas, forzando una acumulación con otras 23 solicitudes de trámite arbitral que están en curso. La demanda nueva esta próxima a ser notificada a ENEL AMERICAS para la conformación del Tribunal.

Este proceso es atendido directamente por los abogados de Enel Américas, considerando la fase inicial del proceso, la contingencia se califica como remota.

Tribunales de Arbitramento del Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. versus. Codensa S.A. E.S.P. y Emgesa S.A E.S.P.

Se encuentran en curso 23 solicitudes de trámite arbitral instauradas por el socio local Grupo Energía Bogotá contra Codensa S.A. E.S.P. – Emgesa S.A. E.S.P. donde se busca la nulidad de Actas de Junta Directiva y Asamblea General de Accionistas planteando los siguientes argumentos: i) Conflictos de Interés

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

con empresas vinculadas económicas. ii) Imposibilidad de ratificación de autorizaciones para contratar. iii) Indebido levantamiento del conflicto de interés. iv) Violación al AMI en cuanto a distribución de utilidades.

Las pretensiones de la demanda son similares indicando que las decisiones están viciadas porque contravienen una norma imperativa, son nulas absolutamente por objeto y causa ilícita, contravienen lo indicado en el AMI respecto a distribución de utilidades y haberse aprobado algunos textos de actas estando en curso un arbitramento. La cuantía es indeterminada sin embargo, están se involucran las decisiones tomadas en torno a operaciones con empresas vinculadas económicas de alto impacto para el negocio. El 5 de julio de 2018 se llevó a cabo el sorteo de los árbitros ante la negativa de acuerdo para su designación y acumulación sugerida con el arbitramento contra ENEL AMERICAS. El proceso se encuentra en la etapa de designación de árbitros y revelaciones de éstos y de las partes.

Las actas impugnadas para Codensa S.A. E.S.P. por parte del Grupo Energía Bogotá S.A E.S.P se relacionan a continuación:

- (1) Acta de Junta Directiva N. 270 del 21 de marzo de 2018. (Por la cual se otorgaron facultades al Gerente General para emitir las órdenes de compra de la Invitación Pública GE-18-001 a favor de Emgesa S.A. E.S.P. para la energía de los periodos 2020 a 2022 con destino al Mercado Regulado de Codensa S.A. E.S.P.). Conflicto de interés.
- (2) Acta de Asamblea General (Acta N 69 del 20 de marzo 2018 (Por la cual se aprobó el proyecto de distribución de utilidades para el ejercicio 2017, no se aprobó propuesta de modificación de Estatutos Sociales presentado por GEB, se ratificaron las operaciones con vinculados económicos de Codensa S.A. E.S.P. en el 2017, se levantó conflicto de interés en operaciones con vinculados económicos del ejercicio 2018).
- (3) Acta de Junta Directiva Acta N 271 del 25 de abril de 2018 (En la cual se llevó la proposición de aprobación del "Technical Services" y se aprobó la ampliación del contrato intercompañía con Enel Italia S.R.L, respecto del "Servicio de Cloud, licencias y Servicios de Cyberseguridad y Habilitación Digital").
- (4) Acta de Junta Directiva Acta N 272 del 24 de mayo de 2018. (En la cual se llevó la proposición de aprobación de los "Servicios de Cyberseguridad y Desarrollo y Suministro de Plataformas IT con Enel Italia").
- (5) Acta de Junta Directiva Acta N 273 del 21 de junio de 2018 (Por la proposición y decisiones relativas a los "Servicios de Cyberseguridad con Enel Italia"; aprobación de la contratación de los "Servicios de Desarrollo y Suministro de Plataformas IT" y no someter a aprobación de la Junta Directiva la discusión sobre la "Evolución de la imagen CODENSA-Enel-CODENSA".
- (6) Acta de Junta Directiva Acta N 274 del 19 de julio de 2018 (relativa a la presentación como informe especial del "Procedimiento de Aprobación de Compras de Energía" y sobre el "Edificio Corporativo Enel Colombia". Igualmente por ser inexacto el contenido del acta frente a lo realmente ocurrido en la reunión).
- (7) Acta de Junta Directiva Acta N 275 del 23 de agosto de 2018 (relativa a la aprobación propuesta de un nuevo Procedimiento de Compras de Energía) en la medida que se pretenden hacer cambios sustanciales y no de forma al procedimiento y exceptúan las compras con vinculadas económicas de las mayorías especiales establecidas en el AMI. Igualmente porque no se tiene en cuenta el conflicto de interés que se presenta.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

- (8) Acta de Junta Directiva Acta N 276 del 25 de septiembre de 2018 (relativa a la aprobación del Technical Services y la Alianza Comercial Codensa Emgesa, así como haber llevado a manera de informe el Contrato de Mandato entre Emgesa y Codensa para el reparto de facturas a clientes de mercado no regulado de Emgesa, y evolución de la marca Codensa a Enel Codensa) en la medida que existe conflicto de interés y debió someterse a aprobación de la Junta Directiva estos temas y no llevarse como informe especial.
- (9) Acta N. 70 del 20 de septiembre de 2018 (relativa al levantamiento de conflicto de interés y ratificación de operaciones con vinculados económicos: Contrato de Mandato entre Emgesa S.A. E.S.P. y Codensa S.A. E.S.P. para el reparto de facturas en las zonas de Bogotá; Acuerdo Marco de Cooperación Empresarial entre Emgesa S.A. E.S.P. y Codensa S.A. E.S.P.; oferta mercantil para compra de energía con Emgesa S.A. E.S.P.; Contrato de asistencia técnica para implementación de soluciones financieras, seguros y facturación de terceros entre Codensa y Enel X SRL; Aportes de Codensa a la Fundación Enel Colombia) y Sabana, la aprobación propuesta de un nuevo Procedimiento de Compras de Energía) en la medida que no se proporcionó información suficiente, no se levantó conflicto de interés debidamente y la Asamblea no podía ratificar operaciones con vinculados económicos.
- (10) Acta de Junta Directiva Acta N 277 del 24 de octubre de 2018 (relativa a la aprobación de la propuesta del nuevo procedimiento de compras de energía, ratificación del contrato de arrendamiento uso de infraestructura de alumbrado público con el Municipio de Sibaté, participación en el proceso licitatorio de la Empresa Construcciones Planificadas SA para la construcción de instalaciones eléctricas del Centro de Tratamiento e Investigación del Cáncer, Luis Carlos Sarmiento Angulo, aprobación de la participación y compra de energía en la subasta de largo plazo del Mercado Mayorista de Energía y en "temas varios" la información sobre no participar en la licitación para operación de Electricaribe por límites regulatorios) en la medida que existe conflicto de interés, debió someterse previamente a aprobación de la Junta Directiva estos contratos y no a través de ratificación, igualmente por no haberse entregado suficiente información a la Junta.

Las actas impugnadas para Emgesa S.A. E.S.P. por parte del Grupo Energía Bogotá S.A E.S.P se relacionan a continuación:

- (1) Acta 451 del 14 de diciembre de 2017 y 452 del 23 de enero de 2018 (se refieren a la reconstrucción de los hechos y aclaración de autorización para compra de energía Proyecto el Paso).
- (2) Acta de Junta Directiva N. 453 del 21 de febrero de 2018. (Por la cual se aprobó el texto del acta de Junta Directiva N. 452 de enero de 2018 y decisión de llevar a la Asamblea General de Accionistas el proyecto de distribución de utilidades para el ejercicio 2017).
- (3) Acta N. 98 del 13 de febrero de 2018 de la Asamblea Extraordinaria de Accionistas del Grupo (Por la cual se votó la ratificación de la compra de energía a Enel Green Power SAS ESP del Proyecto El Paso y revalidación de lo actuado por la Administración). Levantamiento del conflicto de interés.
- (4) Acta de Junta Directiva N. 454 del 20 de marzo de 2018 (Por la cual se omite someter a votación el "Informe especial NDA tripartita entre Codensa, Emgesa y EnerNOC". Conflicto de interés.
- (5) Acta de Asamblea General Acta N 99 del 20 de marzo 2018 (Por la cual se aprobó el proyecto de distribución de utilidades para el ejercicio 2017, no se aprobó propuesta de modificación de Estatutos Sociales presentado por GEB, se ratificaron las operaciones con vinculados económicos del Grupo en el 2017, se levantó conflicto de interés en operaciones con vinculados económicos del ejercicio 2018).

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

- (6) Acta de Junta Directiva Acta N 455 del 24 de abril de 2018 (En la cual se aprobó la ampliación del contrato intercompany con Enel Italia S.R.L, respecto del “Servicio de Cloud, licencias y Servicios de Ciberseguridad y Habilitación Digital” y llevó la proposición de aprobación del “Technical Services”).
- (7) Acta de Junta Directiva Acta N 456 del 22 de mayo de 2018 (En la cual se aprobó la contratación con Enel Italia S.R.L respecto de los “Servicios de Ciberseguridad y Desarrollo y Suministro de Plataformas IT”).
- (8) Acta de Junta Directiva Acta N 457 del 20 de junio de 2018 (Por no someter a aprobación de la Junta Directiva la discusión sobre la “Evolución de la imagen Emgesa-Enel-Emgesa”).
- (9) Acta de Junta Directiva Acta N 458 del 17 de julio de 2018 (relativa a la presentación como informe especial del “Edificio Corporativo Enel Colombia” y modificación de Competencias de órganos de Junta Directiva y Asamblea General de Accionistas”). Igualmente por ser inexacto el contenido del acta frente a lo realmente ocurrido en la reunión).”.
- (10) Acta de Junta Directiva Acta N 459 del 21 de agosto de 2018 (relativa a la inexactitud del contenido del acta frente a lo realmente ocurrido en la reunión, no se dejaron las constancias de la intervención de algunos miembros, por ejemplo relacionadas con el contrato entre el Grupo y EGP o conflictos de interés y presentación indebida de informes especiales por ejemplo “Próxima necesidad de capitalización de SPCC” donde la información se modificó minutos antes de la reunión).
- (11) Acta de Junta Directiva Acta N 460 del 25 de septiembre de 2018 (relativa a la aprobación de la capitalización de SPCC por parte del Grupo, Alianza Comercial Emgesa S.A. E.S.P. – Codensa S.A. E.S.P. y aprobación del Thecnical Services. Igualmente al informe especial sobre la declaración de interés a la CREG para participar en la subasta de cargo por confiabilidad para el proyecto solar El Paso y generación térmica New Cartagena, Contrato de Mandato entre Emgesa S.A. E.S.P. y Codensa S.A. E.S.P. para el reparto de facturas a clientes de mercado no regulado del Grupo, y evolución de la marca Emgesa a Enel Emgesa). Se plantea conflicto de interés y no someter a aprobación de la Junta Directiva lo llevado como informe especial.
- (12) Acta de Asamblea Extraordinaria de Accionistas Acta N 100 del 20 de septiembre de 2018 (relativa al levantamiento de conflicto de interés y ratificación de operaciones con vinculados económicos: Contrato de Mandato entre Emgesa S.A. E.S.P. y Codensa S.A. E.S.P. para el reparto de facturas en las zonas de Bogotá; Acuerdo Marco de Cooperación Empresarial entre Emgesa S.A. E.S.P.y Codensa S.A. E.S.P.; Compras de capacidad de transporte de Gas Natural; Capitalización de SPCC; Servicio de supervisión, control, operación, y apoyo técnico en temas de operación y mantenimiento prestados por el Grupo a EGP; Servicios de Gestión de Proyectos prestados por EGP al Grupo; NDA con Enel Green Power con el fin de buscar oportunidades comerciales; Contrato Grupo Éxito; Venta de Gas Natural a TGI SA ESP; Aportes del Grupo a la Fundación Enel Colombia) en la medida que no se proporcionó información suficiente, no se levantó conflicto de interés debidamente y la Asamblea no podía ratificar operaciones con vinculados económicos frente a contratos celebrados con más de un año de anterioridad.
- (13) Acta de Junta Directiva Acta N 462 del 23 de octubre de 2018 (relativa a la autorización para la venta de energía y renovación del contrato de usufructo PCH Rio Negro hasta la fecha de venta del activo). Se plantea que no existió suficiente información para la Junta Directiva y que existe conflicto de interés para renovar el contrato.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

Los Tribunales de Arbitramento aún no han sido instalados formalmente, se encuentran en la etapa inicial de designación de árbitros y aceptación de los mismos

Otras reservas

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Reserva Legal (1)	\$ 354.065.638	\$ 354.065.638
Reserva (Art. 130 ET) (2)	445.655.720	451.692.011
Otras Reservas	178.127	178.127
	\$ 799.899.485	\$ 805.935.776
Atribuible a los propietarios de la controladora	\$ 387.386.998	\$ 390.307.636

(1) Reserva legal

De acuerdo con la Ley Colombiana, el Grupo debe transferir como mínimo el 10% de la utilidad del año a una reserva legal, hasta que ésta sea igual al 50% del capital suscrito. La reserva legal obligatoria no es distribuible antes de la liquidación de la empresa, pero puede utilizarse para absorber o reducir pérdidas netas anuales. Son de libre disponibilidad para los accionistas los saldos de la reserva en exceso del 50% del capital suscrito.

(2) Reserva para depreciación diferida (Artículo 130 del Estatuto Tributario)

En la reforma tributaria establecida por la Ley 1819 de 2016, fue derogado el artículo 130 del estatuto tributario; en consecuencia, las reservas constituidas hasta el 31 de diciembre de 2017 se revertirán en la medida que la depreciación contable se iguale a la depreciación fiscal. Por consiguiente, para la Asamblea de Codensa de marzo de 2018 se ordenó liberar \$3.191.155 de la reserva constituida, quedando un saldo por \$206.694.375.

La Asamblea General de Accionistas de Emgesa del 20 de marzo de 2018, según Acta No. 99, ordenó la reversión de reserva fiscal por \$2.845.136, por concepto de la depreciación de los activos que contablemente resultó superior a la fiscal al 31 de diciembre de 2017. En los años 2014 al 2016 se generó la reserva que se encontraba establecida en el artículo 130 del Estatuto Tributario, el cual fue derogado con la ley 1819 de 2016.

21 Ingresos de Actividades Ordinarias

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017
Ventas de Energía (1)	\$ 7.110.628.208	\$ 6.338.143.170
Transporte de Energía (2)	304.935.080	296.554.645
Servicios Empresariales y de Gobierno (3)	148.011.247	122.947.785
Venta de Gas (4)	64.752.527	56.945.227
Estufas de Inducción	-	333.289
Total ingresos de actividades ordinarias bajo NIIF 15	\$ 7.628.327.062	\$ 6.814.924.116
Arrendamientos fuera del alcance de la NIIF 15	184.946.625	180.587.562
Total ingresos de actividades ordinarias	\$ 7.813.273.687	\$ 6.995.511.678
Otros Ingresos de Explotación fuera del alcance de la NIIF 15 (5)	65.062.527	33.739.850
Otros Ingresos de Explotación dentro del alcance de la NIIF 15	6.612.929	11.294.752
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de explotación	\$ 7.884.949.143	\$ 7.040.546.280

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

- (1) En el negocio de distribución al 31 de diciembre de 2018 y 2017, las ventas de energía en el mercado regulado ascienden a 8.884 y 8.790 Gwh, de las cuales corresponden a clientes residenciales 5.055 y 5.000 Gwh, clientes comerciales 2.489 y 2.453 Gwh, clientes industriales 1.066 y 1.066 Gwh y clientes oficiales 274 y 271 Gwh, respectivamente; y las ventas de energía en el mercado no regulado por concepto de alumbrado público ascienden a 301 y 301 Gwh, principalmente por el consumo del Distrito Capital 216 y 216 Gwh y otros municipios por 85 y 85 Gwh, respectivamente.

En el negocio de generación al 31 de diciembre de 2018 y 2017, las ventas de energía en el mercado regulado ascienden a 11.330 y 11.693 Gwh que corresponden a ventas realizadas en el mercado de energía mayorista, las ventas de energía en el mercado no regulado ascienden a 4.387 y 4.008 Gwh que corresponden principalmente a clientes industriales y ventas en bolsa ascienden a 2.827 y 2.455 Gwh.

- (2) En el negocio de distribución al 31 de diciembre de 2018 y 2017 corresponde principalmente a facturación por el servicio de uso de infraestructura de energía eléctrica del Grupo por otros comercializadores de energía en los sistemas de distribución local \$124.081.569 y 121.465.102 y sistemas de transmisión regional \$176.131.722 y \$170.995.259 respectivamente.
- (3) En el negocio de distribución al 31 de diciembre de 2018 y 2017, corresponde a los ingresos generados por la facturación y recaudo del negocio “Crédito Fácil Codensa” de acuerdo con el contrato de colaboración empresarial suscrito con el Banco Colpatria Red Multibanca Colpatria S.A. por \$35.643.695 y \$31.916.367, respectivamente. Así mismo, incluye los ingresos de financiación de los servicios y obras eléctricas prestados por el Grupo a terceros \$8.201.861 y \$6.846.700, respectivamente.

Las comisiones reconocidas dentro del marco de los contratos de mandato que el Grupo tiene establecidos con los socios de negocio de suscripciones, seguros entre otros. El 1 de febrero de 2017, Mapfre y Codensa S.A. E.S.P. suscribieron un otro sí sobre la oferta mercantil aceptada en diciembre de 2016, mediante el cual se eliminó el fondo de mercadeo constituido con aporte de Mapfre y que tenía como objetivo el desarrollo de actividades promocionales que permitieran desarrollar comercialmente el producto de seguros. A partir de este momento Codensa S.A. E.S.P. asumió las actividades promocionales y despliegue publicitario y en virtud de esta nueva actividad el porcentaje de remuneración incremento en 6,81% sobre el recaudo percibido.

- (4) En el negocio de generación al 31 de diciembre de 2018 y 2017 las ventas de gas ascienden a 79.5 Mm3 y 72.9Mm3, respectivamente.
- (5) En el negocio de generación corresponde principalmente a indemnización recibida por parte de Mapfre correspondiente a los siniestros ocurridos en la central Guavio por \$41.426.510

Desagregado de los ingresos de contratos con clientes

El Grupo obtiene sus ingresos de contratos con clientes, por la transferencia de bienes y/o servicios; estos contratos fueron agrupados en Categorías que poseen características similares en los términos y condiciones contractuales, de acuerdo con la solución práctica de la NIIF 15.

En el siguiente cuadro se resumen las categorías, los grupos de contratos dentro de las mismas, las principales obligaciones de desempeño y como se satisfacen estas obligaciones de desempeño.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

Categorías	Satisfacción de las obligaciones de desempeño	Periodo de doce meses del	Periodo de doce meses
		1 de enero al 31 de diciembre de 2018	del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017
Ventas de Energía	A lo largo del tiempo	\$ 7.110.628.208	\$ 6.338.143.170
Transporte de Energía	A lo largo del tiempo	304.935.080	296.554.645
Servicios Empresariales y de Gobierno	A lo largo del tiempo/ Un punto del tiempo	148.011.247	122.947.785
Venta de Gas	A lo largo del tiempo	64.752.527	56.945.227
Estufas de Inducción	A lo largo del tiempo	-	333.289
Total ingresos de actividades ordinarias bajo NIIF 15		\$ 7.628.327.062	\$ 6.814.924.116
Arrendamientos fuera del alcance de la NIIF 15		184.946.625	180.587.562
Otros Ingresos de Explotación dentro del alcance de la NIIF 15	A lo largo del Tiempo/ Un punto del Tiempo	6.612.929	11.294.752
Total Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes		\$ 7.819.886.616	\$ 7.006.806.430
Otros Ingresos de Explotación fuera del alcance de la NIIF 15		65.062.527	33.739.850
Indemnización por daños		41.429.686	3.386.597
Recuperación pérdidas de energía		11.651.640	8.042.055
Multas y sanciones		3.852.866	14.077.608
Otros		3.611.431	4.114.308
Venta de materiales obsoletos		3.357.423	3.442.837
Ingreso desviación comercializador		700.152	233.993
Otros servicios técnicos		314.810	17.474
Arrendamientos de inmuebles		144.519	424.978
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de explotación		\$ 7.884.949.143	\$ 7.040.546.280

Activos y pasivos contractuales

Activos contractuales: El Grupo no presenta activos contractuales, ya que los bienes y/o servicios suministrados a los clientes que aún no han sido facturados, generan un derecho incondicional a la contraprestación por parte de los clientes, ya que solo se requiere el paso del tiempo en la exigibilidad de los pagos por parte de los clientes, y el Grupo ha satisfecho todas las obligaciones de desempeño.

Pasivos contractuales: El Grupo presenta los pasivos del contrato en el estado de situación financiera, en el rubro de otros pasivos no financieros corrientes. Los pasivos del contrato reflejan las obligaciones del Grupo, en la transferencia de bienes y/o servicios a los clientes por los que la entidad ha recibido una contraprestación anticipada.

A continuación se muestran los pasivos del contrato por categoría:

Emgesa S.A. E.S.P. y su filial

	Al 31 de diciembre de 2018
-Clientes Mayoristas	\$ 29.573.526
-Clientes No Regulados	8.516.634
	\$ 38.090.160

Codensa S.A. E.S.P. y sus filiales

	Al 31 de diciembre de 2018
Transporte de energía	\$ 7.328.395
Canal de mercado	9.670
	\$ 7.338.065

Satisfacción de las obligaciones de desempeño

Las obligaciones de desempeño, son satisfechas en la medida que se transfieren bienes y/o servicios comprometidos con los clientes, es decir en la medida que el cliente obtiene el control de los bienes y servicios transferidos.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

- Venta de Energía Clientes No regulados, Mayoristas y Bolsa.

La satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza a lo largo del tiempo, ya que los clientes reciben y consumen de forma simultánea, los beneficios proporcionados en la prestación de la energía suministrada por el Grupo.

- Venta de Gas

Al igual que en la venta de energía, la satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza a lo largo del tiempo ya que el Grupo tiene derecho al pago en caso que el contrato sea rescindido por el suministro de gas.

- Servicios empresariales y de gobierno

La satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza a lo largo del tiempo, ya que son servicios tales como conexión, administración, operación, mantenimiento, que los clientes reciben de manera paralela a la prestación del servicio.

- Otros Ingresos

Los otros ingresos presentan obligaciones de desempeño, satisfechas a lo largo del tiempo ya que los clientes reciben y consumen de forma simultánea los bienes y/o servicios comprometidos con los clientes, ejemplo de ingresos reconocidos a lo largo del tiempo son: desviaciones del comercializados y respaldo de energía en el mercado secundario principalmente.

Las obligaciones de desempeño, satisfechas en un punto del tiempo son aquellas que no cumplen para que sean satisfechos los requerimientos para ser satisfechas a lo largo del tiempo. Algunas obligaciones de desempeño satisfechas en un punto de los tiempos presentados en esta categoría corresponden a suministro de bienes.

Juicios significativos en la aplicación de la norma

El Grupo reconoce los ingresos cuando el control de los bienes y/o servicios comprometidos se transfieren a los clientes, y estos tienen la capacidad de dirigir los bienes y/o servicios suministrados, obteniendo los beneficios económicos asociados a los mismos.

En cuanto al calendario de satisfacción de las obligaciones de desempeño, tenemos que para las obligaciones de desempeño satisfechas a lo largo del tiempo, el método de medición del progreso de la satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza por el método del producto, debido a que el Grupo tiene derecho a recibir como contraprestación por parte de los clientes, el valor de los bienes y/o servicios suministrados a los clientes, hasta la fecha de su prestación.

Los precios para la prestación del servicio de energía se establecen con base en la regulación y para otros conceptos de acuerdo con lo pactado contractualmente; el Grupo no ofrece descuentos u otro tipo de beneficios a los clientes que pueda tener contraprestación variable en el suministro de bienes y servicios.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

22 Aprovisionamientos y Servicios

	Año terminado el 31 de diciembre de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Compras de energía (1)	\$ 1.997.778.036	\$ 1.437.557.534
Costos de transporte (<i>Peajes y transmisión</i>) (2)	922.961.540	846.907.369
Otros aprovisionamientos variables y servicios (3)	396.972.707	337.256.645
Impuestos asociados al negocio (4)	110.408.114	105.087.626
Consumo de combustible (5)	95.896.510	40.624.527
Compra de gas	44.492.924	40.117.228
	\$ 3.568.509.831	\$ 2.807.550.929

- (1) En el negocio de distribución al 31 de diciembre de 2018 y 2017, las compras de energía ascienden a 10.508 y 10.330 Gwh; las compras con destino al mercado regulado presentan una participación del 97,5% derivado en contratos con 8.996 y 8.002 Gwh y compras en bolsa 1.253 y 2.064 Gwh, el restante 2,5% corresponde a compras con destino al mercado no regulado con 259 y 2 Gwh, respectivamente.

En el negocio de generación al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el aumento en las compras de energía se presenta principalmente en las compras en bloque por el incremento en la oferta en 760 GWh y mayor nivel de contratación por \$78.555.768.

- (2) En el negocio de Generación corresponde a los gastos de transporte asociados a la energía facturada para el mercado no regulado.

En el negocio de Distribución corresponde principalmente por los costos de derecho de uso en los sistemas de energía de transmisión nacional y transmisión regional.

- (3) A continuación, se presenta el detalle de otros aprovisionamientos variables y servicios:

Negocio de distribución:

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017
Costos de prestación de bienes y servicios a particulares (a)	\$ 73.305.793	\$ 73.686.295
Impuesto Industria y Comercio	61.023.118	52.615.464
Costos Asociados a equipos de medida	41.397.454	37.481.215
Mantenimiento alumbrado público y otros	28.993.448	36.329.118
Costos de corte y reconexión	16.238.877	12.112.650
Otros impuestos locales asociados a las ventas	2.175.238	1.736.818
Contribuciones entes reguladores	1.508.492	5.733.996
	\$ 224.642.420	\$ 219.695.556

- (a) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, Corresponde principalmente a costos asociados de negocios de servicios de valor agregado como obras eléctricas, iluminación navideña y suscripciones a revistas, seguros y otros productos.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

Negocio de generación:

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017
Restricciones (a)	\$ 126.976.298	\$ 88.351.225
Costo CND, CRD, SIC	15.946.119	15.594.842
Mercado Secundario Cargo por Confiabilidad (b)	18.583.840	1.014.885
Otros servicios de apoyo a la generación	8.125.653	8.753.366
Servicios de lectura	138.591	128.353
Contribuciones Entes Reguladores	2.559.786	3.718.418
	\$ 172.330.287	\$ 117.561.089

- (a) De acuerdo con la Ley 99 de 1993, El Grupo está obligada a efectuar transferencias para proyectos de saneamiento básico y mejoramiento ambiental a los municipios y corporaciones autónomas regionales, equivalentes al 6% de las ventas brutas de energía por generación propia en las plantas hidráulicas, y el 4% en las plantas térmicas, de acuerdo con la tarifa que para ventas en bloque señale la Comisión Regulatoria de Energía y Gas (CREG).
- (b) De acuerdo la Ley 633 de 2000, el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas - FAZNI, es un fondo cuyos recursos se destinan de acuerdo con la ley y con las políticas de energización que para las zonas no Interconectadas, según determine el Ministerio de Minas y Energía, para financiar planes, programas y/o proyectos priorizados de inversión para la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica y para la reposición o la rehabilitación de la existente, con el propósito de ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las Zonas No Interconectadas.

Los agentes generadores pagan el FAZNI en función de la generación mensual de sus plantas despachadas centralmente y filo de Agua, a la tarifa anual aplicable. Los valores correspondientes son recaudados por el mercado mayorista de energía y girados al Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

- (4) En el negocio de generación los Impuestos asociados al negocio se detallan a continuación

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017
Contribuciones y Regalías Ley 99 de 1993 (a)	\$ 76.018.733	\$ 64.291.672
Fondo Solidaridad Reforma Ley 633 (b)	26.684.086	27.587.156
Otros impuestos locales asociados al negocio	3.963.315	10.614.260
Impuesto de Industria y Comercio	3.741.980	2.594.538
	\$ 110.408.114	\$ 105.087.626

- (a) De acuerdo con la Ley 99 de 1993, El Grupo está obligada a efectuar transferencias para proyectos de saneamiento básico y mejoramiento ambiental a los municipios y corporaciones autónomas regionales, equivalentes al 6% de las ventas brutas de energía por generación propia en las plantas hidráulicas, y el 4% en las plantas térmicas, de acuerdo con la tarifa que para ventas en bloque señale la Comisión Regulatoria de Energía y Gas (CREG).
- (b) De acuerdo la Ley 633 de 2000, el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas - FAZNI, es un fondo cuyos recursos se destinan de acuerdo con la ley y con las políticas de energización que para las zonas no Interconectadas, según determine

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

el Ministerio de Minas y Energía, para financiar planes, programas y/o proyectos priorizados de inversión para la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica y para la reposición o la rehabilitación de la existente, con el propósito de ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las Zonas No Interconectadas.

Los agentes generadores pagan el FAZNI en función de la generación mensual de sus plantas despachadas centralmente y filo de Agua, a la tarifa anual aplicable. Los valores correspondientes son recaudados por el mercado mayorista de energía y girados al Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

- (5) En el negocio de generación al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el incremento corresponde al consumo de combustible líquido para la generación de la central Cartagena por \$52.691.224 y carbón para la generación de la central Termozipa por \$2.580.759.

23 Gastos de Personal

	Año terminado el 31 de diciembre de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Sueldos y salarios	\$ 241.798.409	\$ 211.702.029
Servicio seguridad social y otras cargas sociales	58.454.166	51.469.323
Gasto(Ingreso) por obligación planes de retiro (1)	872.607	-
Otros gastos de personal (2)	844.496	1.768.774
Gasto (Ingreso) por obligación por beneficios post empleo	(572.272)	1.976.951
	\$ 301.397.406	\$ 266.917.077

- (1) Durante el año 2018 el valor corresponde a reconocimiento de costos por plan de retiro voluntario dirigido a las personas de generación bajo la modalidad de renta temporal, el cual tuvo como resultado seis (6) participantes accediendo al beneficio de la renta, auxilio y seguro de vida.
- (2) La variación corresponde principalmente a los gastos (recuperaciones) asociados a la provisión de bono de retiro del personal directivo.

24 Otros Gastos Fijos de Explotación

	Año terminado el 31 de diciembre de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	\$ 242.868.619	\$ 218.502.225
Reparaciones y conservación	113.655.090	110.201.931
Otros suministros y servicios	42.188.269	39.444.189
Arrendamientos y cánones	25.638.401	23.089.729
Tributos y tasas	9.641.053	28.426.304
Primas de seguros	8.413.589	7.988.294
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	12.938.667	4.469.085
Gastos de transportes y viajes	8.079.787	6.617.266
	\$ 463.423.475	\$ 438.739.023

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

25 Gastos por Depreciación, Amortización y Pérdidas por Deterioro

	Año terminado el 31 de diciembre de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Depreciaciones (Nota 11)	\$ 541.424.675	\$ 500.440.981
Amortizaciones (Nota 10)	30.064.771	23.927.116
Depreciaciones y amortizaciones	571.489.446	524.368.097
Deterioro activos financieros (1)	27.897.844	8.745.571
Deterioro propiedad planta y equipo (2)	15.453.755	-
	\$ 614.841.045	\$ 533.113.668

(1) Al 31 de diciembre de 2018, corresponde principalmente a la dotación de:

- (i) Provisión del 100% de la cartera de IVA de Infraestructura de Alumbrado Público \$13.173.133, clientes prescritos que no presentan demanda en curso \$1.742.709 y clientes que presentan riesgo de incumplimiento en acuerdos de pago: Municipio de Agua de Dios \$1.730.005, Fabio Mussilini \$492.539, Pablo Forero \$480.644 y Fabiola Rojas \$475.530.
- (ii) En la cartera de negocios complementarios la variación está dada principalmente por clientes que presentan incumplimiento en acuerdos de pago: Supernet TV Telecomunicaciones \$1.294.633 y Biogas Doña Juana \$411.659.

(2) Deterioro Planta Central Hidráulica de Río Negro por posible venta. (Ver Nota 10)

26 Resultado Financiero, neto

	Año terminado el 31 de diciembre de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes (1)	\$ 31.505.070	\$ 35.945.995
Otros ingresos financieros	17.431.089	1.640.298
Intereses de mora(2)	11.200.642	8.619.453
Intereses por financiación a clientes	4.090.578	3.409.606
Intereses de cuentas por cobrar	7.006.480	7.731.942
Ingresos financieros, netos	71.233.859	57.347.294
Obligaciones financieras (3)	(458.671.577)	(487.772.542)
Gravamen a los movimientos financieros	(33.034.475)	(31.751.216)
Obligación por beneficios post empleo	(25.567.700)	(24.929.932)
Otros costos financieros	(18.907.060)	(41.493.626)
Deterioro de activos financieros	(2.686.388)	-
Arrendamientos financieros (Leasing)	(1.532.948)	(1.062.223)
Valoración derivados financieros	(3.366.074)	(6.303.652)
Gastos financieros	(543.766.222)	(593.313.191)
Gasto financieros capitalizado	13.035.248	14.550.704
Gastos financieros, netos	(530.730.974)	(578.762.487)
Ingreso por diferencia en cambio realizada (4)	41.892.417	13.517.420
Gasto por diferencia en cambio no realizada (4)	(61.766.686)	(15.442.495)
Diferencias de cambio, neto	(19.874.269)	(1.925.075)
Total resultado financiero neto	\$ (479.371.384)	\$ (523.340.268)

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

- (1) Corresponde principalmente a rendimientos financieros de moneda nacional de depósitos e inversiones en diferentes entidades financieras supervisadas y controladas por la Superintendencia Financiera de Colombia tales como Corredores Asociados, Credicorp, Fiduciaria Bogota, Fiduciaria de occidente, Alianza valores, BBVA Fiduciaria, Fondo abierto Alianza, Valores Bancolombia y Fiduciaria Corficolombiana. La variación del 2018 corresponde principalmente a:
- (a) El Banco de la República a inicios del 2017 tenía una tasa del 7,50% y realizó reducciones de tasa durante el año cerrando en el 4,75%, la tasa promedio para el 2017 fue de 5,92%. Durante el 2018 la tasa de intervención del banco tuvo dos reducciones pasando del 4,75% al 4,5% el 30 de enero y el 30 de abril al 4,25%, tasa que se mantuvo al cierre del 2018. La tasa promedio para el 2018 fue de 4,38%.
- (b) Las rentabilidades de las colocaciones promedio del Grupo durante 2018 y 2017 fue de 4,56% y 6.72% respectivamente.
- (2) Corresponde a facturación de intereses de mora a clientes por servicio de energía y otros productos.
- (3) Corresponde a los intereses por los bonos emitidos y generados bajo el programa de Emisión y colocación de Bonos así:

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017
Bonos emitidos	\$ 398.108.905	\$ 413.677.275
Club Deal	13.616.296	23.104.095
Préstamos Bancarios (Bank of Tokyo Mitsubishi UFJ)	31.270.413	35.261.669
Préstamos Bancarios (Banco de Crédito del Perú)	5.982.013	1.793.078
Otros créditos comerciales	9.693.950	13.936.425
Total Gasto de Obligaciones Financieras	\$ 458.671.577	\$ 487.772.542

- (4) Los orígenes de los efectos en resultados por diferencias de cambio corresponden a:

	31 de Diciembre de 2018	
	Ingresos por diferencia en cambio	Gastos por diferencia en cambio
Efectivo en caja	\$ 224.503	\$ (55.005)
Saldos en bancos	9.376.198	(24.640.200)
Cuentas comerciales, neto	5.029.944	(2.948.219)
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	250.500	(50.196)
Otros activos	359.925	(1.261.616)
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-
Total activos	15.241.070	(28.955.236)
Cuentas por pagar bienes y servicios	25.092.153	(20.492.369)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	1.559.195	(12.319.082)
Total pasivos	26.651.348	(32.811.451)
Total diferencia en cambio	\$ 41.892.418	\$ (61.766.687)
	31 de Diciembre de 2017	
	Ingresos por diferencia en cambio	Gastos por diferencia en cambio
Efectivo en caja	\$ 28.118	\$ (253.740)
Saldos en bancos	8.879.961	(8.286.469)
Cuentas comerciales, neto	182.980	(126.982)
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	176	0
Otros activos	197.849	(99.789)
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	(22.268,00)
Total activos	9.289.084	(8.789.248)
Cuentas por pagar bienes y servicios	3.842.536	(6.593.642)

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	525.921	(199.726)
Total pasivos	<u>4.368.457</u>	<u>(6.793.368)</u>
Total diferencia en cambio	\$ 13.657.541	\$ (15.582.616)

27 Resultados de Otras Inversiones

	Año terminado el 31 de diciembre de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Dividendos de inversiones asociadas	\$ 317	\$ 164
Método de participación (1)	-	(17.713)
	<u>\$ 317</u>	<u>\$ (17.549)</u>

- (1) Corresponde a la disolución de la Compañía Emgesa Panamá sociedad participada accionariamente por Emgesa S.A. E.S.P., el reconocimiento contable de la liquidación de la inversión se realizó en septiembre de 2017.

28 Resultado en Venta y Disposición de Activos

	Año terminado el 31 de diciembre de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Propiedad, planta y equipo (1)	\$ 14.919.523	\$ 38.201.026
Materiales (2)	4.257.566	2.521.020
Intangibles	-	716.950
	<u>\$ 19.177.089</u>	<u>\$ 41.438.996</u>

- (1) Al 31 de diciembre de 2018 las principales bajas en las Centrales Hidráulicas fueron: Central Termozipa \$4.310.890, en la Central del Guavio se dio de baja de la válvula DN450 \$1.137.529 y otras Centrales \$1.038.080; en equipos de subestaciones, líneas y redes, transformadores de distribución y luminarias de alumbrado público se dieron las bajas por obsolescencia, daño y reposición por \$8.200.049.

- (2) Corresponde principalmente a la facturación de materiales a las empresas colaboradoras como resultado de la toma física de inventarios.

29 Gasto por Impuesto a las Ganancias

	Año terminado el 31 de diciembre de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Impuesto corriente Renta	\$ 841.184.085	\$ 881.032.140
	<u>841.184.085</u>	<u>881.032.140</u>
Impuesto de renta años anteriores	749.239	(51.657.884)
Movimiento impuesto diferido (1)	67.867.121	116.965.093
Movimiento impuesto diferido años anteriores (1)	(1.874.777)	47.971.206
	<u>\$ 907.925.668</u>	<u>\$ 994.310.555</u>

- (1) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, corresponde a la disminución del impuesto diferido neto por \$65.992.344 y \$164.936.299 la cual comprende (i) impuesto diferido del periodo 81.630.997y \$116.965.093 (ii) Impuesto diferido de años anteriores por (\$1.874.777) y \$47.971.206 (iii) efecto por cambios de tasa como resultado de la reforma tributaria por (\$13.763.876) y \$-, respectivamente.

A continuación se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente al “resultado antes de impuestos” y el gasto registrado por el citado impuesto en el estado de resultados combinado correspondiente al 31 de diciembre de 2018:

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

Reconciliación tasa efectiva de impuestos	Año terminado el 31 de diciembre de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Ganancia (Pérdida)	\$ 1.615.657.566	\$ 1.490.581.271
Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	907.925.668	994.310.555
Ganancia (Pérdida) antes de impuesto	2.523.583.234	2.484.891.826
Tasa legal de impuesto vigente	37%	40%
Impuesto según tasa legal vigente	933.725.797	993.956.730
Diferencias permanentes:		
Impuestos no deducibles (1)	(6.226.442)	(6.636.740)
Impuesto a la riqueza no deducibles	-	(8.131.052)
Gastos sin relación de causalidad y otros no deducibles (2)	(7.249.431)	(3.357.016)
Gastos de ejercicios anteriores	422.827	(164.469)
Efecto neto movimiento pasivos estimados y provisiones permanentes	6.149.817	2.721.765
Intereses presuntos	(29.278)	(19.735)
Intereses subcapitalización	(72.419)	-
Depreciación contable valor depreciación fiscal	8.351.919	7.342.724
Deducciones por activos fijos reales productivos	7.307.761	9.148.913
Deducción adicional discapacitados	63.280	69.725
Utilidad por venta de activos fijos gravados con ganancia ocasional	1.514	6.517
Compensación de pérdidas	861.325	-
Dividendos no gravados	-	66
Otras diferencias permanentes	(899.960)	(1.070.885)
Ajuste diferencia de tasas - ajuste diferido años anteriores (Reforma tributaria) (3)	7.303.215	(1.031.148)
Perdida fiscal 2017 y 2018	3.034.554	(2.962.853)
Renta presuntiva Inversora Codensa	(23)	(12)
Ajuste renta año 2017 declaración de renta (4)	6.749.469	3.682.375
Efecto ajuste sobretasa	32.000	48.000
Total diferencias permanentes	25.800.129	(353.825)
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	\$ (907.925.668)	\$ (994.310.555)

- (1) Al 31 diciembre de 2018 corresponde al efecto en el impuesto al gravamen al movimiento financiero por (\$6.114.815), Impuesto de vehículos por (\$8.873) e Impuesto de alumbrado público por (\$102.744).
- (2) Al 31 diciembre de 2018 corresponde al 37% por los gastos que no tienen relación de causalidad como donaciones, condonaciones de préstamos, provisiones de costos y gastos, entre otros.
- (3) Al 31 de diciembre corresponde principalmente a: i) efecto por cambios de tasa como resultado de la reforma tributaria por (\$13.763.876) ii) y de otras partidas temporales por \$6.460.661.
- (4) Corresponde al ajuste de la declaración del impuesto sobre la renta de las compañías en 2017, generando variación principalmente en: (i) la diferencia en la depreciación contable y depreciación fiscal, (ii) diferencias en el cálculo de provisiones de costos y gasto (iii) diferencias en el cálculo actuarial contable versus fiscal, equivalente a \$6.749.469.

30 Otro Resultado Integral

Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período	Año terminado el 31 de diciembre de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (1)	\$ (25.963.745)	\$ 6.626.371
Pérdidas en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI (2)	(5.756.022)	129.960
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo (3)	944.340	4.499.235
Otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período, neto de impuestos	(30.775.427)	11.255.566
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del ejercicio, antes de impuestos		
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo	3.734.735	(5.273.103)
Otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del ejercicio, antes de impuestos	3.734.735	(5.273.103)

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

	Año terminado el 31 de diciembre de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Impuestos a las ganancias y diferido relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		
Efecto impositivo por pérdidas en nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (1)	8.400.118	(3.200.042)
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período	8.400.118	(3.200.042)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período		
Efecto de impuesto por coberturas de flujos de efectivo (4)	(925.885)	218.859
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral se reclasificará al resultado del período	(925.885)	218.859
Total otro resultado integral	\$ (19.566.459)	\$ 3.001.280

- (1) Corresponde al efecto de las pérdidas actuariales valoradas por la firma Aon Hewitt México. Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 las pérdidas actuariales con efecto en el patrimonio se presenta a continuación:

	Año terminado el 31 de diciembre de 2018			Año terminado el 31 de diciembre de 2017		
	Pensiones y Beneficios	Cesantías Retroactivas	Renta Temporal	Pensiones y Beneficios	Cesantías Retroactivas	Renta Temporal
Saldo Inicial	\$ (73.693.404)	\$ 174.430	\$ (2.745.417)	\$ (80.490.333)	\$ 1.046.603	\$ (2.824.518)
Ganancia (pérdida) actuarial	(19.103.063)	229.506	-	10.119.737	(994.939)	79.101
Impuesto Corriente y diferido	8.217.539	182.579	-	(3.322.808)	122.766	-
Saldo Final	\$ (84.578.928)	\$ 586.515	\$ (2.745.417)	\$ (73.693.404)	\$ 174.430	\$ (2.745.417)

- (2) Al 31 de diciembre de 2018, corresponde a las pérdidas derivadas de la inversión en Electricaribe S.A E.S.P como resultado de la valoración por el método de los múltiplos y a la actualización de la inversión en subsidiarias resultado de la aplicación del método de participación.
- (3) Al 31 de diciembre de 2018, corresponde al Mark to Market (MTM) resultado de la valoración de los derivados de cobertura tanto para forward como swap.
- (4) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, corresponde al impuesto diferido relacionado con las coberturas de flujos de efectivo.

31 Sanciones

En el negocio de Generación al 31 de diciembre de 2018 el estatus de las sanciones se presenta a continuación:

- (a) No se encuentra pendiente resolución alguna que implique una posible sanción por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, por incumplimientos consistentes en la violación del ordenamiento jurídico, específicamente la Ley 142, la Ley 143 y la Regulación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Con corte a 31 de diciembre de 2018, solo existe un procedimiento sancionatorio que se cerró en el 2013 cuya sanción consistió en una amonestación (sin valor pecuniario), por asuntos semejantes a los mencionados en este párrafo.

La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) confirmó la sanción contra el Grupo por \$2.503.259, por el presunto incumplimiento a la Licencia Ambiental, en lo relacionado con el retiro de la madera y biomasa producto del aprovechamiento forestal del vaso del embalse del Proyecto

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

Hidroeléctrico El Quimbo. Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho la demanda ya fue admitida.

- (b) La Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena (CAM) se pronunció al recurso interpuesto contra la Resolución No. 2239 del 29 de julio de 2016, en la cual se sancionó al Grupo por \$758.864, por infracción a la normatividad ambiental, ya que se realizaron actividades sin tener el permiso ambiental previo como lo establece la norma (Apertura de vía por encima de la cota 720 del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo-PHEQ), la sanción fue disminuida a \$492.700. Se presentó la solicitud de conciliación para agotar requisito de procedibilidad y se presentó la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho. (Acciones judiciales).
- (c) La Corporación Autónoma Regional del alto magdalena (CAM) impuso tres (3) sanciones consistentes en una multa por \$50.670 cada una, las siguientes son las resoluciones y los hechos por los cuales nos sancionan:
- Resolución No. 3590 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona al Grupo por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de Montea.
 - Resolución No. 3653 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona al Grupo por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de Santiago y Palacios.
 - Resolución No. 3816 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona al Grupo por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de La Galda.

El 12 de enero de 2018 Emgesa S.A. E.S.P. fue notificado sobre las resoluciones del 4 de diciembre No. 3567, 3568 y 3569 en la cuales se confirman las sanciones impuestas por la CAM en noviembre de 2016 en relación a las resoluciones 3590, 3653 y 3816 de noviembre de 2016 derivados de la falta de permisos de vertimientos de los reasentamientos del proyecto PHEQ, de acuerdo a la normatividad ambiental.

Se presentaron las conciliaciones como requisito de procedibilidad para luego presentar las respectivas demandas de nulidad de restablecimiento y del derecho.

El proceso de la solicitud de conciliación se presentó dentro de los cuatro meses antes del vencimiento del término, proceso del cual no se obtuvo respuesta y se procedió a radicar demandas.

- (d) El día 12 de julio Emgesa S.A. E.S.P. fue notificado de la Resolución en la cual la Superintendencia de Puertos y Transportes confirmó, en instancia de reposición, una sanción impuesta a SPCC por el no reporte de la información a que refiere la circular 88 del 2016, referente a la capacidad de atención de vehículos por día y la capacidad de almacenamiento de cada operación portuaria. El monto de la sanción es de \$18.443. Se presentó el recurso de reposición y en subsidio de apelación, y en este recurso se confirmó la sanción. Se presentó acción de Nulidad y Restablecimiento del derecho y está pendiente de pronunciamiento, al 31 de diciembre de 2018 no presenta actualizaciones adicionales.

En el negocio de Distribución al 31 de diciembre de 2018 el estatus de las sanciones se presenta a continuación:

- (a) El 12 de febrero de 2018, Codensa S.A E.S.P., dentro del expediente No 2016240350600061E resolvió sancionar con una multa por \$15.625 por considerar que incurrió en falla en la prestación del servicio porque las compensaciones regulatorias estimadas para 1 usuario del servicio excedió el cargo de distribución facturado para el respectivo mes. La sanción impuesta fue recurrida en

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

reposición ante la misma SSPD y mediante Resolución 20182400130455 del 8 de noviembre de 2018 la entidad resolvió confirmar la multa, quedando de esta manera en firme la sanción.

- (b) El 28 de febrero de 2018 la Superintendencia de Servicios Públicos, dentro del expediente No. 2015240350600113E, resolvió sancionar con una multa por \$62.499 por considerar que Codensa S.A. E.S.P. incurrió en falla en la prestación del servicio porque las compensaciones regulatorias estimadas para 10 usuarios del servicio excedió el cargo de distribución facturado para el respectivo mes. La sanción impuesta fue recurrida en reposición ante la misma SSPD y se encuentra en espera de se resuelva el referido recurso.
- (c) El 12 de abril de 2018 la Superintendencia de Servicios Públicos, dentro del expediente No. 2015240350600082E, resolvió sancionar con una multa por \$15.625, por considerar que Codensa S.A. E.S.P. incurrió en falla en la prestación del servicio porque las compensaciones regulatorias estimadas para 1 usuario del servicio excedió el cargo de distribución facturado para el respectivo mes. La sanción impuesta fue recurrida en reposición ante la misma SSPD y se encuentra en espera de se resuelva el referido recurso.
- (d) Fuimos notificamos de la Resolución 85653 de 2016 en la cual la Superintendencia de Industria y Comercio impone una sanción por \$241.309 por una queja presentada por la señora Claudia Milena Muñoz Triviño, al considerar dicho ente que se encuentra probado que Codensa S.A. E.S.P. violó el régimen de protección de datos personales al haber publicado en twitter información de carácter personal de la quejosa (dirección de residencia). El 13 de diciembre de 2017 la SIC notificó la Resolución No. 6323 del 4 de octubre de 2017 mediante la cual decidió los recursos de reposición y apelación interpuestos contra la Resolución 85653 de 2016, confirmando la multa. El 20 de diciembre de 2017 se pagó la multa en el Banco Popular. se presentó la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho y está pendiente de pronunciamiento.
- (e) Mediante auto No. 26346 del 15 de marzo de 2018 la Superintendencia de Industria y Comercio impuso multa de \$37.834 por 339 días de retraso del cumplimiento de pago por concepto de indemnización por producto defectuoso a un cliente. Se interpuso en término recurso de reposición ante el auto que impuso la sanción y Codensa S.A. E.S.P. se encuentra a la espera que la Autoridad resuelva este recurso.

Al 31 de diciembre de 2017 Codensa S.A. E.S.P. se notificó de la resolución de las siguientes sanciones:

- a) El 26 de Julio de 2017, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, dentro del Expediente 2016240350600015E, por el incumplimiento de los indicadores de continuidad ITAD establecidos en la Resolución CREG 097 de 2008, decidió en primera instancia imponer una multa por \$1.475.434 al considerar que si se violaron los indicadores de calidad. La sanción impuesta fue recurrida en reposición ante la misma SSPD y mediante la Resolución 20182400096585 del 18 de julio de 2018 la entidad resolvió confirmar la multa, quedando de esta manera en firme la sanción para Codensa S.A. E.S.P.
- b) El 03 de Octubre de 2017, la Superintendencia de Servicios Públicos, dentro del expediente No. 20152403600122E, resolvió sancionar con una multa por \$1.490.188, al considerar que Codensa S.A. E.S.P. incumplió las obligaciones de reporte de accidentes mortales al Sistema de Información Único de Información-SUI., de la Superintendencia y al considerar que se incumplieron las normas sobre seguridad eléctrica establecidas en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas-RETIE. La sanción impuesta fue recurrida en reposición ante la misma SSPD y mediante la Resolución 20182400104695 del 15 de agosto de 2018 la entidad resolvió confirmar la multa, quedando de esta manera en firme la sanción.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

- c) El 03 de Octubre de 2017, la Superintendencia de Servicios Públicos, dentro del expediente No. 2015240350600102E, resolvió sancionar con una multa por \$981.164 por considerar que Codensa S.A. E.S.P. incumplió las reglas de seguridad de la infraestructura establecidas en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas-RETIE. La sanción impuesta fue recurrida en reposición ante la misma SSPD y mediante la Resolución 20182400105125 del 16 de agosto de 2018 la entidad resolvió confirmar la multa, quedando de esta manera en firme la sanción.

32 Otros Seguros

El Grupo adicionalmente a los seguros relacionados en la nota de propiedades, planta y equipo (*ver nota 11*), cuenta con los siguientes:

Negocio de distribución:

Bien/persona asegurada	Riesgos cubiertos	Valor asegurado Cifras en miles	Vencimiento	Compañía aseguradora
Transporte de mercancías	Pérdida o daño de los bienes transportados	Límite \$5.000.000	31/07/2018	Generali Colombia
Empleados con contrato directo	Muerte, incapacidad total y permanente	Suma asegurada máxima individual: \$1.800.000	01/01/2019	Generali Colombia
Consejeros o directivos	Responsabilidad civil de directores y administradores	USD \$ 5.000	10/11/2018	SBS Seguros (antes AIG Seguros)

Negocio de generación:

Bien/persona asegurada	Riesgos cubiertos	Valor asegurado Cifras en miles	Vencimiento	Compañía aseguradora
Empleados con contrato directo con el Grupo	Muerte, incapacidad total y permanente	Suma asegurada máxima individual: \$1.800.000	01/01/2019	HDI Seguros de Vida
Consejeros o directivos	Responsabilidad civil de directores y administradores	\$ 15.773.178	10/11/2019	SBS Seguros

33 Compromisos y Contingencias

I. Compromisos de compra y venta :

El Grupo al 31 de diciembre de 2018 tiene compromisos por compra de energía y combustibles así:

Periodo	Gas Natural	Carbón	Energía	Costos Logísticos	Total
2019-2023	\$ 177.724.128	\$61.521.263	\$2.485.885.878	\$1.010.776.704	\$ 3.735.907.973

Al 31 de diciembre de 2018 el Grupo tiene compromisos de venta de energía en contratos de largo plazo para el periodo de 2019-2023 por \$9.589.726.000

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

II. Litigios y arbitrajes:

El Grupo enfrenta litigios catalogados como posibles o eventuales, para los cuales la Gerencia con el soporte de sus asesores legales externos e internos, estima que el resultado de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada será favorable para el Grupo y no causarán pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultaren, éstos no afectarán de manera significativa su posición financiera

III. Convenio estación elevadora Canoas

El 5 de diciembre de 2011, se firmó el convenio interinstitucional entre la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá E.S.P. -EAAB y el Grupo, con el objetivo de unir esfuerzos para garantizar la construcción de la Estación Elevadora Canoas, mediante aporte económico y de operación que ofrece el Grupo.

Cabe destacar la importancia que tiene para los habitantes de la cuenca del río Bogotá el citado convenio, en la medida que contribuye de manera importante en la financiación de mega obras necesarias para el saneamiento de río Bogotá y permite el aprovechamiento del recurso hídrico en el suministro de energía eléctrica garantizando la confiabilidad del sistema para la generación eléctrica; compatibilizando así, el proceso de generación de energía y la optimización de la calidad del agua.

El aporte económico del Grupo para este convenio, asciende a \$84.048 millones, dichos recursos serán desembolsados una vez esté construida y en operación la estación elevadora por parte de la EAAB.

El convenio tiene una vigencia de 27 años contados a partir de la firma del convenio y hasta que el Grupo conserve la calidad de usuario de las aguas del Río Bogotá en virtud de la concesión de aguas otorgada por la CAR. Este podrá prorrogarse por acuerdo de las partes siempre que subsistan las razones de su celebración.

En noviembre del 2018, la EAAB efectuó el proceso de adjudicación de los diseños y construcción de la estación elevadora que de acuerdo al cronograma previsto dará inicio en marzo de 2019 con una duración de 44 meses. El Grupo participará en las mesas técnicas a partir del inicio del contrato de ingeniería de detalle y construcción. Una vez esté terminada la construcción de la estación elevadora, instalación y puesta en marcha y se efectúen las pruebas de los equipos, el Grupo recibirá la Estación Elevadora para operarla y mantenerla.

34. Mercado de Derivados Energéticos

Desde el año 2016 el Grupo se encuentra en el mercado de derivados Energéticos con el objetivo de celebrar contratos de futuros de energía con los cuales busca mitigar el riesgo asociado a la volatilidad de precios de la energía en el mercado SPOT, administrando así su portafolio de contratos.

En mayo 2018, la Junta Directiva aprobó el cambio del objeto social del Grupo, con el fin de poder realizar operaciones en los mercados de derivados con propósitos diferentes a la cobertura del portafolio de contratación, es así que a diciembre 2018 se liquidaron 0,75 Gwh, las cuales no fueron consideradas dentro de la estrategia de cobertura. Así mismo existen contratos de venta de futuros de energía por 18 Gwh, con finalidad diferente a la cobertura del portafolio de contratación.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

Al 31 de diciembre de 2018, existen contratos de compra de futuros de energía por 5.28 Gwh, se liquidaron 10.92 Gwh de contratos de venta y 7.2 Gwh de compra de futuros de energía.

A continuación la valoración MTM de futuros vigentes a diciembre 2018:

<u>Operación</u>	<u>MTM</u>	<u>No. Operaciones</u>
Compra	44.000	24
Negocio	(87.000)	24
Venta	0	0

Las anteriores operaciones son respaldadas por garantías las cuales a 31 de diciembre 2018 ascienden en efectivo a \$663.748 y en TES a \$1.149.872, los cuales son considerados como efectivo restringido.

35. Gestión de Riesgos

El Grupo está expuesto a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Entre los principios básicos definidos por el Grupo en el establecimiento de su política de gestión de riesgos se destacan los siguientes:

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo del Grupo.
- Cada gerencia y, área corporativa y línea de negocio define:
 - a. Los mercados en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
 - b. Criterios sobre contrapartes.
 - c. Operadores autorizados.
- Las gerencias, áreas corporativas y líneas de negocio establecen para cada mercado en el que operan su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
- Todas las operaciones de las gerencias, áreas corporativas y líneas de negocio se realizan dentro de los límites aprobados para cada caso.
- Las gerencias, áreas corporativas y líneas de negocio establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en los mercados se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos del Grupo.

Riesgo de tasa de interés

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como los flujos de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es reducir la volatilidad del gasto financiero reflejado en el estado de resultados.

Dependiendo de las estimaciones del Grupo y de los objetivos de la estructura de la deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos. Los Instrumentos que pueden ser utilizados corresponden a Swaps de tasa, que fijan desde tasa variable a fija. Actualmente el Grupo no tiene contratadas coberturas de tasa de interés.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

En el siguiente cuadro se presenta el análisis de sensibilidad del gasto financiero asociado a la deuda emitida, con relación a la variación porcentual de los índices de tasa de interés:

Codensa S.A. E.S.P. y sus filiales

Tasa de Interés	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
	Variación (pbs)*	Sensibilidad en miles de COP	Variación (pbs)*	Sensibilidad en miles de COP
IPC	+/- 5,14 %	(+/-)\$ 39.071.347	+/- 5,59 %	(+/-)\$ 37.318.249
DTF	+/- 3,39 %	(+/-)\$ 1.672.524	+/- 2,76 %	(+/-)\$ 2.479.664

Emgesa S.A. E.S.P. y su filial

Tasa de Interés	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
	Variación (pbs)*	Sensibilidad en miles de COP	Variación (pbs)*	Sensibilidad en miles de COP
IPC	+/- 5,14 %	(+/-)\$ 133.171.674	+/- 5,59 %	(+/-)\$ 157.846.931
IBR	+/- 4,08 %	(+/-)\$ 6.380.346	+/- 3,68%	(+/-)\$ 9.566.080

(*) Las variaciones o movimientos de las tasas de interés se calcularon con base en su volatilidad histórica en un periodo de tres años (2016-2018 y 2015-2017 para los cálculos de 2018 y 2017 respectivamente), tomando dos veces la variación estándar de la serie.

Riesgo de tipo de cambio

Los riesgos de tipos de cambio se pueden presentar, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:

- Deuda contratada por el Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos a realizar por adquisición de materiales asociados a proyectos o pagos de pólizas de seguros corporativos, entre otros; en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Ingresos que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.

Teniendo en cuenta que la moneda funcional del Grupo es el peso colombiano se hace necesario mitigar el riesgo de tipo de cambio minimizando la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos que pueden ser utilizados corresponden a derivados (forwards y Swaps) de tipo de cambio. Actualmente el Grupo contrata coberturas para tipo de cambio con el fin de cubrir el pago de facturas en dólares para la compra de activos en moneda extranjera (Capex de mantenimiento) y disminución del CERE (Costo equivalente real de energía del cargo por confiabilidad).

Riesgo de “commodities”

El Grupo se encuentra expuesta al riesgo de la variación del precio de “commodities” (mercado combustibles) y del precio spot de energía (mercado colombiano de energía).

El Grupo compra combustibles para generación sin cubrimiento de riesgos por cambios en los precios. Los combustibles líquidos se compran a precios de mercado internacional. Los precios de combustibles sólidos como el carbón resultan de procesos abiertos de contratación en el mercado local no asociados directamente a los commodities internacionales; la indexación de éstos está dada por la variación del IPPC (Índice de Precios al Productor del Carbón) limitada a un máximo del +/-5% con el fin de mantener estabilidad en los valores de compras.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

El Grupo realiza la mayoría de transacciones de compra de energía mediante contratos en los que se ha pactado previamente un precio, mitigando de esta manera el riesgo en el negocio de distribución; y de venta de energía mediante contratos en el mercado de energía mayorista (MEM), en el mercado no regulado (MNR) y en el mercado de derivados financieros (Derivex), en los que se ha pactado previamente un precio con indexación al IPP, mitigando de esta manera el riesgo sobre el precio spot del portafolio de generación.

Riesgo de liquidez

El Grupo mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo, caja e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Los recursos disponibles deben cubrir las necesidades proyectadas de servicio de la deuda financiera (capital más intereses) neta, es decir, después de derivados financieros.

A continuación se presentan los flujos de efectivo contractuales de los pasivos financieros con terceros hasta su vencimiento sin descontar:

Codensa S.A. E.S.P. y sus filiales

Concepto	Corriente			No Corriente				
	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	5 a 10 años	Más de 10 años	Total No Corriente
Bonos Emitidos (capital + intereses)	\$203.938.971	\$63.640.896	\$ 267.579.867	\$473.386.528	\$618.124.558	\$652.229.454	\$160.000.000	\$1.903.740.540
Préstamos Bancarios (capital + intereses)	219.165.744	111.970.624	331.136.368	103.155.586	-	-	-	103.155.586
Préstamos Intercompañía (capital + intereses)	81.921.645	-	81.921.645	-	-	-	-	-
Obligaciones por leasing financiero(capital + intereses)	1.155.859	3.230.773	4.386.632	5.685.795	-	-	-	-
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar	1.181.562.906	-	1.181.562.906	-	-	-	-	-
Total	\$1.687.745.125	\$178.842.293	\$1.866.587.418	\$582.227.909	\$618.124.558	\$652.229.454	\$160.000.000	\$2.006.896.126

Emgesa S.A. E.S.P. y su filial

Concepto	Corriente			No Corriente				
	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	5 a 10 años	Más de 10 años	Total No Corriente
Bonos Emitidos (capital + intereses)	\$514.955.997	\$334.375.537	\$ 849.331.534	\$1.506.232.438	\$1.106.354.093	\$907.687.827	\$162.364.060	\$3.682.638.418
Préstamos Bancarios (capital + intereses)	-	40.350.822	40.350.822	73.530.006	65.476.566	-	-	139.006.572
Obligaciones por leasing financiero(capital + intereses)	677.647	1.622.533	2.300.180	194.828	-	-	-	194.828
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar	390.931.680	-	390.931.680	-	-	-	-	-
Total	\$906.565.324	\$376.348.892	\$1.282.914.216	\$1.579.957.272	\$1.171.830.659	\$907.687.827	\$162.364.060	\$3.821.839.818

Enel Green Power y su filial

Concepto	Corriente			No Corriente				
	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	2 a 3 años	4 a 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente
Obligaciones por leasing financiero(capital + intereses)	\$ 9.798	\$ 29.392	\$ 39.190	\$ 32.657	\$ 9.798	\$ 29.392	\$ -	\$ 32.657
Total	\$ 9.798	\$ 29.392	\$ 39.190	\$ 32.657	\$ 9.798	\$ 29.392	\$ -	\$ 32.657

Grupo Empresarial Enel Colombia

Notas a los Estados Financieros – Combinados

(En miles de pesos)

Riesgo de crédito

El Grupo realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por cobrar comerciales

Codensa S.A. E.S.P. y sus filiales

Para mitigar riesgos significativos de impagos en el negocio eléctrico, desplegamos un esquema robusto preventivo de recordación de pagos, el cual busca que nuestros clientes prioricen el pago evitando morosidad. Frente a falta de pago, se procede con el corte del suministro, se inician gestiones directas de cobranza sobre altas cuantías y posteriormente se asigna la cobranza a firmas especializadas en la materia, reduciendo así la posibilidad de altos deterioros de cartera. Se hace seguimiento a la evolución de la cartera, permitiendo definir planes especiales de gestión de recuperación sobre montos y situaciones que puedan representar un alto impacto de no pago para el Grupo.

Para mitigar riesgos significativos de crédito e impagos en cartera comercial, se realiza un análisis crediticio de las solicitudes de financiación sobre PSVAs y se solicita la constitución de garantías en cada negocio. El grupo despliega un esquema robusto preventivo de recordación de pagos, el cual busca que nuestros clientes prioricen el pago evitando morosidad. Frente a falta de pago, se inician gestiones directas de cobranza y posteriormente se asigna la cobranza a firmas especializadas en la materia, reduciendo así la posibilidad de altos deterioros de cartera. Se hace seguimiento al desempeño del crédito, permitiéndonos definir planes especiales de gestión de recuperación sobre montos y situaciones que puedan representar un alto impacto de no pago para el Grupo.

Emgesa S.A. E.S.P. y su filial

El riesgo de crédito es históricamente limitado dado el corto plazo de cobro a los clientes, lo cual permite que no acumulen individualmente montos significativos. Así mismo la regulación permite proceder con el corte del suministro de energía, y en casi todos los contratos firmados con los clientes se establece como causal de término de contrato el incumplimiento de pago. Para este fin se monitorea constantemente el riesgo de crédito mediante la evaluación de los indicadores de cartera general e individual.

Activos de carácter financiero

Las inversiones de los recursos disponibles del Grupo (inversiones de tesorería), originadas en la operación, y en otros ingresos no operacionales y las operaciones de derivados financieros, se efectúan en entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea que cumplan con la calificación de riesgo mínima solicitada por el Grupo.

La calificación de riesgo mínima de las contrapartes financieras debe ser grado de inversión internacional de largo plazo, o su equivalente en escala local teniendo en cuenta el mínimo rating internacional de moneda extranjera de la República de Colombia. Sólo podrá invertirse en contrapartes con una calificación inferior, dentro de los límites establecidos por riesgos para contrapartes no grado de inversión, o previa aprobación por medio de un waiver vigente otorgado por riesgos. Las calificaciones de riesgo locales deben ser emitidas por una calificadora de riesgo reconocida y legalmente establecida en Colombia. Para las calificaciones de riesgo internacional serán aceptables las otorgadas por Moody's, S&P y Fitch. Cuando una Contraparte Financiera cuente con más de una calificación, se tomará la más baja para efectos de lo dispuesto en este numeral.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

Las operaciones de excedentes de liquidez deben cumplir los siguientes criterios generales:

Seguridad: Con el objetivo de preservar el valor del portafolio de inversiones, los recursos disponibles a ser colocados deben cumplir con los requisitos de calificación crediticia contenida en este documento.

Liquidez: Los instrumentos que hacen parte de las inversiones deben contar con alta liquidez en el mercado.

Rentabilidad: Dentro de los límites de riesgo permitidos se debe buscar el máximo retorno posible a las inversiones.

Diversificación: Se debe evitar la concentración del riesgo en un determinado tipo de emisor o contraparte.

Transparencia: Todas las operaciones y compromisos efectuados en el manejo de los recursos disponibles deben quedar explícitamente registradas y soportadas, y regirse por las normas y procedimientos vigentes.

Medición del riesgo

El Grupo adoptó desde el 1 de enero de 2018 la NIIF 9, la cual introdujo un nuevo modelo de contabilidad de coberturas, con el objetivo de alinear la contabilidad más estrechamente con las actividades de gestión de riesgos de las compañías y establecer un enfoque más basado en principios.

Bajo el nuevo enfoque, una relación de cobertura es efectiva si y solo si cumple con los siguientes criterios:

- a) Hay una relación económica entre la partida cubierta y el instrumento de cobertura
- b) El efecto del riesgo crediticio no predomina sobre los cambios de valor que proceden de esa relación económica
- c) La razón de cobertura, entendida como la relación entre el nocional de la partida cubierta y el nocional del instrumento de cobertura, es la misma que el Grupo utiliza para fines de gestión de riesgos y dicha relación es adecuada para fines de contabilidad de cobertura.

La NIIF 9 eliminó el requisito cuantitativo de las pruebas de efectividad contemplado en NIC 39, en virtud del cual los resultados debían estar dentro del rango 80%-125%.

36 Información sobre Valores Razonables

El valor razonable de los activos financieros y pasivos financieros se presenta por el importe al que se podría canjear el instrumento en una transacción corriente entre partes de común acuerdo y no en una transacción forzada o de liquidación, de acuerdo a la política definida.

A continuación se presenta los activos financieros y pasivos financieros que presentan una variación entre el valor en libros y el valor razonable, al 31 de diciembre de 2018:

Activos financieros(1)	Valor en Libros	Valor razonable
Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, neto	\$ 660.206.492	\$ 666.521.099
Vivienda Integral	5.145.081	4.777.974
Vivienda Convencionado	12.546.781	8.029.166
Vivienda pensionado	87.616	78.010
Otros prestamos	3.502.723	2.961.897

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

	Activos financieros(1)	Valor en Libros	Valor razonable
Vivienda PSJ		574.566	430.618
Total de pasivos		\$ 682.063.259	\$ 682.798.764
	Pasivos financieros (2)		
Bonos emitidos		\$ 5.254.946.275	\$ 5.562.838.714
Créditos Club Deal		150.313.620	157.743.744
Securitización		47.669.218	47.905.383
Préstamos Bancarios		408.338.610	423.884.662
Préstamos Intercompañía		292.883.700	291.848.884
Obligaciones por leasing		11.087.151	12.494.937
Total de pasivos		\$ 6.165.238.574	\$ 6.496.716.324

- (1) El Grupo evalúa las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar a largo plazo, sobre la base de parámetros tales como las tasas de interés, los factores de riesgo de cada país en particular, la solvencia del cliente y las características de riesgo de la cartera financiada. Sobre la base de esta evaluación, se registran provisiones para contabilizar las pérdidas esperadas sobre estas cuentas por cobrar.
- (2) Las obligaciones financieras y arrendamientos financieros se estima descontando los flujos de efectivo futuros utilizando las tasas disponibles para deudas con condiciones, riesgo de crédito y vencimientos similares. El Grupo emplea las tasas de descuento de la curva cero cupón de acuerdo a los vencimientos de cada emisión.

Los valores razonables del efectivo y equivalentes de efectivo y las cuentas por pagar comerciales, se aproximan a sus importes en libros, en gran medida, debido a los vencimientos a corto plazo de estos instrumentos.

Al 31 de diciembre de 2018, el Grupo mantiene en su estado de situación financiera los siguientes activos financieros y pasivos financieros medidos por su valor razonable, clasificados por niveles de acuerdo a la política definida 3.2.1.3.1 Deudas (Obligaciones financieras):

Activos Financieros	Nivel 3
Inversiones financieras - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	\$ 1.936.160

Para la medición a valor razonable de este instrumento de patrimonio se tomó como base la participación del Grupo en el patrimonio de Electricaribe, siendo este el método más adecuado para medir la inversión por las condiciones de la contraparte, dado que no hay comparables en el mercado, esta metodología es la misma aplicada en el periodo anterior.

	Nivel 2
Instrumentos derivados (Ver Nota 5)	\$ 1.476.881
Pasivos Financieros	
Instrumentos derivados (Ver Nota 14)	\$ 1.922.833

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

37 Eventos subsecuentes

Codensa S.A. E.S.P.

Líneas de crédito

El 24 de enero de 2019, la Junta Directiva de Codensa S.A. E.S.P. aprobó la ampliación del cupo de endeudamiento total de la Compañía hasta un total de \$2.850.000.000.

Codensa S.A. E.S.P. informa que como parte de su estrategia de financiamiento suscribió el 29 de enero de 2019, una “línea de crédito comprometida” por COP\$200.000 millones con BBVA Colombia S.A. La línea de crédito tiene un plazo de hasta un año, con pago de capital único al vencimiento y con (1) año de disponibilidad de los recursos para su desembolso. La línea solo incrementará el cupo de endeudamiento de la Compañía y constituirá endeudamiento en la medida en que se realicen desembolsos. Los recursos disponibles bajo esta figura de endeudamiento podrán ser utilizados para propósitos corporativos generales, así como para cubrir necesidades de refinanciación.

El 7 de febrero de 2019 el banco MUFG Bank, Ltd. otorgó a la Compañía un crédito por \$200.000.000 a una tasa fija de 5.23% con vencimiento el 7 de noviembre de 2019.

Cancelación crédito intercompañía

El 11 de febrero de 2019 se pagó a Emgesa S.A. E.S.P. los préstamos otorgados en diciembre por \$81.000.000 a una tasa del 6.93% E.A., los intereses pagados corresponden a \$910.745.

Pago de dividendos

El 16 de enero de 2019 se realizó el pago de la última cuota de los dividendos decretados por \$108.073.071 correspondiente a las utilidades del 2017.

Emgesa S.A. E.S.P.

Subasta de Contratos de Largo Plazo de Energía Média

En enero 2019 se publicaron los pliegos de la subasta de contratos de largo plazo de energía media y la minuta del contrato por parte de la UPME y el Ministerio de Minas y Energía. El 31 de enero se entregaron los sobres de precalificación a la subasta por parte de los agentes interesados, tanto oferta como demanda.

En total se presentaron 22 proyectos de generación eólica, solar y biomasa de 15 agentes generadores, y ofertas de compra de energía por parte de 12 comercializadores. El 26 de febrero se realizará la audiencia de adjudicación.

Subasta del Cargo por Confiabilidad

En enero 2019 se publicó el reglamento general de la subasta por parte de la CREG y el reglamento operativo con el cronograma definitivo por parte de XM, quien es el administrador de la misma. El 25 de enero se reportaron los parámetros de las plantas participantes en la asignación, que se realizará el 28 de febrero.

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

Pago de dividendos

El 16 de enero de 2019 se pagó el excedente de los dividendos correspondientes a la utilidad de 2017 por \$154.284.402

Enel Green Power Colombia S.A.S ESP

En enero de 2019 la Compañía realiza el pago a la sociedad SOWITEC OPERATION GMBH por la adquisición de activos intangibles del proyecto Sabanalarga por \$3.498.213.

El Paso S.A.S. ESP

El 29 de enero de 2019 Enel Finance International N.V. desembolsó un crédito por valor de USD\$3.200.000 correspondiente a la segunda línea de crédito con tasa variable Libor + 2.25% intereses pagaderos semestralmente.

38 Contrato de Concesión

Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (SPCC) solicitó a la Agencia Nacional de Infraestructura – ANI, la modificación del diseño del muelle; así como la ampliación del plazo para su construcción, habiéndose obtenido concepto técnico y jurídico favorable y se determinó formalizar un Otrosí No.001 al contrato de concesión.

El 22 de diciembre de 2014, se firmó el Otrosí No.001 mediante el cual se acuerda o modifica lo relacionado al plan de inversión y el respectivo cronograma de ejecución, reversión de la infraestructura portuaria a favor de la Nación, confirmación del volumen de carga y crecimiento anual del 3%, obligación de uso y acceso prioritario del 20% de la capacidad portuaria instalada anual para carga de hidrocarburos de regalías y propiedad de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y modificación de las pólizas de seguros atendiendo nueva disposición legal sobre la materia.

El 11 de marzo de 2016, Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (SPCC) fue notificada de Resolución Cardique 1911 del 14 de diciembre de 2015, por medio de la cual esta entidad aprobó el inicio de obras de construcción del muelle fijo acordado en contrato de concesión.

El 1 de noviembre de 2016, SPCC radicó en la Agencia Nacional de Infraestructura (en adelante ANI) solicitud de traslado del plan de inversiones contractual para un inicio de obras de construcción en agosto de 2018 y finalización de las mismas en enero de 2019.

El 5 de enero de 2018, la Compañía recibió respuesta por parte de la ANI, en la cual manifiesta la no aceptación a la solicitud de reprogramación del plan de inversiones; la Compañía seguirá realizando las gestiones necesarias y trámites internos pertinentes para continuar con la ejecución de las obras de construcción y el plan de inversiones del contrato de concesión portuaria las cuales se iniciarán en el 2018.

En línea con lo anterior y debido a que se ejecutará el plan de inversiones previsto en el contrato de concesión los posibles cambios regulatorios previstos en la Resolución CREG 109 de 2016, no afectarán el desarrollo de la concesión portuaria.

El 13 de agosto de 2018 SPCC fue notificada para acudir a la citación para debatir posibles incumplimientos contractuales relacionados con el contrato de Concesión 006 de 2010 y su otrosí No. 1 de 2014. El 23 de agosto de 2018 se realizó ante la ANI Audiencia para elevar cargos por incumplimiento del contrato de concesión 006 de 2010 y su otrosí No. 1 de 2014, en dicha audiencia se elevaron cargos a SPCC por el

Grupo Empresarial Enel Colombia
Notas a los Estados Financieros – Combinados
(En miles de pesos)

presunto incumplimiento de sus obligaciones contractuales y se abrió a pruebas el procedimiento administrativo.

La Junta Directiva de Emgesa en sesión del 25 de septiembre de 2018 autorizó capitalizar la SPCC por un valor total de hasta dos punto nueve (2.9) millones de dólares, con la finalidad de cumplir con el Contrato de Concesión No. 006 de 2010 y su otrosí No. 1 de 2014, suscrito entre SPCC y la ANI.

El 1 de octubre de 2018 en sesión extraordinaria la Asamblea General de Accionistas de SPCC se reunió para aprobar la capitalización de la Sociedad por un valor total de capitalización de ocho mil trescientos noventa y un millones cuatrocientos sesenta mil pesos (COP 8'391.460.000). Esto dada las necesidades manifestadas por la Junta Directiva de SPCC de cumplir con las obligaciones del Contrato de Concesión No. 006 de 2010 y su otrosí No.1 de 2014 y asegurar la logística del combustible que garantiza el cargo por confiabilidad de la Central Cartagena para el periodo de 2019 – 2022.

El 2 de octubre de 2018 la Junta Directiva de SPCC en sesión extraordinaria, aprobó la construcción de un muelle fijo flotante de acuerdo con el contrato de conexión No. 006 de 2010 y su otrosí No. 1 de 2014 celebrados entre la ANI y SPCC, como también los contratos necesarios para ejecutar las obras requeridas. A la fecha la administración de SPCC se encuentra dando cumplimiento a lo ordenado por la Junta Directiva.

El 16 de octubre de 2018, la Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. y la Sociedad A&D Alvarado & Doring S.A.S. suscribieron el contrato de servicios No. SPCC-01-16102018 para la construcción del muelle fijo objeto de la apertura del proceso administrativo sancionatorio de la referencia.

El 23 de noviembre de 2018 se suscribió el acta de inicio conforme lo previsto en el citado contrato.

El 29 de noviembre de 2018 se suscribió el contrato de servicios No.SPCC-02-26112018 para la inspección técnica y control de calidad de la ejecución e ingeniería de obra del contrato muelle fijo para la descarga de combustible en la central de generación eléctrica de Cartagena entre la sociedad portuaria central Cartagena S.A. y SUMMUM PROJECTS S.A.S.