



**ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS INTERMEDIOS**
correspondientes al período terminado
al 30 de septiembre de 2018

ENEL AMÉRICAS S.A. y SUBSIDIARIAS

Miles de Dólares

El presente documento consta de 2 secciones:

- Estados Financieros Consolidados Intermedios
- Notas a los Estados Financieros Consolidados Intermedios

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS
**Estados de Situación Financiera Consolidados
al 30 de septiembre de 2018 (no auditado) y 31 de diciembre de 2017**

(En miles de dólares - MUS\$)

ACTIVOS	Nota	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	9	1.546.600	1.472.763
Otros activos financieros corrientes	10	213.930	110.352
Otros activos no financieros corrientes		264.100	195.516
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	11	4.000.751	2.465.905
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	12	7.696	7.403
Inventarios corrientes	13	367.688	246.089
Activos por impuestos corrientes	14	48.409	47.393
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		6.449.174	4.545.421
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	10	2.609.669	1.752.267
Otros activos no financieros no corrientes		631.005	464.501
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	11	1.031.765	712.717
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	12	1.736	2.845
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	15	1.456	2.747
Activos intangibles distintos de la plusvalía	16	4.314.734	3.682.479
Plusvalía	17	1.990.279	713.175
Propiedades, planta y equipo	18	8.462.797	8.092.467
Propiedad de inversión		8.215	-
Activos por impuestos diferidos	19	685.613	200.371
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		19.737.269	15.623.569
TOTAL ACTIVOS		26.186.443	20.168.990

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS
**Estados de Situación Financiera Consolidados
al 30 de septiembre de 2018 (no auditado) y 31 de diciembre de 2017**

(En miles de dólares - MUS\$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	20	2.552.037	689.768
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	23	4.320.121	3.553.919
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	12	131.840	225.027
Otras provisiones corrientes	24	329.964	269.966
Pasivos por impuestos corrientes	14	142.254	172.638
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	25	65	-
Otros pasivos no financieros corrientes		38.011	23.017
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		7.514.292	4.934.335
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	20	6.192.570	4.349.515
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	23	1.124.805	1.060.338
Otras provisiones no corrientes	24	1.055.318	660.305
Pasivo por impuestos diferidos	19	642.782	455.311
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	25	1.217.972	388.931
Otros pasivos no financieros no corrientes		40.508	41.748
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		10.273.955	6.956.148
TOTAL PASIVOS		17.788.247	11.890.483
PATRIMONIO			
Capital emitido	26.1.1	6.763.204	6.763.204
Ganancias acumuladas		4.540.317	3.583.831
Otras reservas	26.5	(4.897.936)	(3.866.564)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		6.405.585	6.480.471
Participaciones no controladoras	26.6	1.992.611	1.798.036
PATRIMONIO TOTAL		8.398.196	8.278.507
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		26.186.443	20.168.990

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS
Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza

Por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2018 y 2017 (no auditados)

(En miles de dólares - MUS\$)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS Ganancia (pérdida)	Nota	enero - septiembre		julio - septiembre	
		2018 MUS\$	2017 MUS\$	2018 MUS\$	2017 MUS\$
Ingresos de actividades ordinarias	27	8.619.637	6.894.193	3.073.455	2.491.741
Otros ingresos, por naturaleza	27	723.188	670.298	321.597	252.480
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza		9.342.825	7.564.491	3.395.052	2.744.221
Materias primas y consumibles utilizados	28	(5.816.468)	(4.222.337)	(2.334.179)	(1.594.441)
Margen de Contribución		3.526.357	3.342.154	1.060.873	1.149.780
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		118.171	112.817	32.760	39.233
Gastos por beneficios a los empleados	29	(559.448)	(628.036)	(139.609)	(192.532)
Gasto por depreciación y amortización	30	(570.181)	(480.969)	(229.929)	(170.083)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	30	(95.159)	(116.894)	(31.657)	(26.518)
Otros gastos por naturaleza	31	(710.596)	(692.070)	(231.797)	(246.872)
Resultado de Explotación		1.709.144	1.537.002	460.641	553.008
Otras ganancias (pérdidas)	32	530	1.265	(154)	147
Ingresos financieros	33	226.054	173.781	63.180	60.204
Costos financieros	33	(724.524)	(661.116)	(227.684)	(213.617)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	15	1.432	3.942	(7)	432
Diferencias de cambio	33	88.036	(5.980)	(29.427)	1.822
Resultado por unidades de reajuste (*)		122.460	-	122.460	-
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		1.423.132	1.048.894	389.009	401.996
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	19	(564.557)	(391.817)	(190.914)	(118.703)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		858.575	657.077	198.095	283.293
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)		858.575	657.077	198.095	283.293
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		512.669	383.883	109.902	178.168
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	26.6	345.906	273.194	88.193	105.125
GANANCIA (PÉRDIDA)		858.575	657.077	198.095	283.293
Ganancia por acción básica					
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	US\$ / acción	0,00892	0,00668	0,00191	0,00310
Ganancia (pérdidas) por acción básica en operaciones discontinuadas	US\$ / acción	-	-	-	-
Ganancia (pérdida) por acción básica	US\$ / acción	0,00892	0,00668	0,00191	0,00310
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		57.452.641.516	57.452.641.516	57.452.641.516	57.452.641.516
Ganancias por acción diluidas					
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	US\$ / acción	0,00892	0,00668	0,00191	0,00310
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedentes de operaciones discontinuadas	US\$ / acción	-	-	-	-
Ganancias (pérdida) diluida por acción	US\$ / acción	0,00892	0,00668	0,00191	0,00310
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		57.452.641.516	57.452.641.516	57.452.641.516	57.452.641.516

(*) Corresponde a efecto por hiperinflación Argentina (ver nota 8).

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza
Por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2018 y 2017 (no auditados)
(En miles de dólares - MUS\$)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS	Nota	enero - septiembre		julio - septiembre	
		2018 MUS\$	2017 MUS\$	2018 MUS\$	2017 MUS\$
Ganancia (Pérdida)		858.575	657.077	198.095	283.293
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión		(1.423.061)	126.124	(687.778)	170.098
Ganancias (pérdidas) por activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		(391)	(751)	(34)	(60)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		2.633	10.557	3.263	7.881
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		3.389	(211)	280	(19)
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo		(1.417.430)	135.719	(684.269)	177.900
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(1.417.430)	135.719	(684.269)	177.900
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo					
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		-	26	-	-
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo		-	26	-	-
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo					
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		(1.582)	(2.983)	(1.523)	(1.613)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo		(1.582)	(2.983)	(1.523)	(1.613)
Total Otro resultado integral		(1.419.012)	132.762	(685.792)	176.287
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		(560.437)	789.839	(487.697)	459.580
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		(634.911)	504.955	(398.807)	319.565
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		74.474	284.884	(88.890)	140.015
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		(560.437)	789.839	(487.697)	459.580

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado

Por los períodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017 (No auditados)

(En miles de dólares – MUS\$)

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado	Capital emitido	Acciones propias en cartera	Cambios en Otras Reservas					Total Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas sobre activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	Otras reservas varias					
Saldo inicial al 01/01/2018	6.763.204	-	(453.995)	(3.472)	-	(175)	(3.408.922)	(3.866.564)	3.583.831	6.480.471	1.798.036	8.278.507
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables (1)	-	-	-	-	-	-	-	-	585.623	585.623	266.276	851.899
Saldo inicial reexpresado	6.763.204	-	(453.995)	(3.472)	-	(175)	(3.408.922)	(3.866.564)	4.169.454	7.066.094	2.064.312	9.130.406
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)									512.669	512.669	345.906	858.575
Otro resultado integral			(1.151.434)	4.044	-	(190)	-	(1.147.580)		(1.147.580)	(271.432)	(1.419.012)
Resultado integral										(634.911)	74.474	(560.437)
Dividendos									(141.806)	(141.806)	(246.920)	(388.726)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	116.208	116.208	-	116.208	100.745	216.953
Total de cambios en patrimonio	-	-	(1.151.434)	4.044	-	(190)	116.208	(1.031.372)	370.863	(660.509)	(71.701)	(732.210)
Saldo final al 30/09/2018	6.763.204	-	(1.605.429)	572	-	(365)	(3.292.714)	(4.897.936)	4.540.317	6.405.585	1.992.611	8.398.196

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado	Capital emitido	Acciones propias en cartera	Cambios en Otras Reservas					Total Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas sobre activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	Otras reservas varias					
Saldo inicial al 01/01/2017	9.023.164	(139.630)	(2.610.348)	(4.426)	-	217	(4.093.262)	(6.707.819)	4.023.919	6.199.634	1.680.105	7.879.739
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables (2)	(2.119.480)	(849)	2.221.407	(6.997)	-	10	728.703	2.943.123	(822.794)	-	-	-
Saldo inicial reexpresado	6.903.684	(140.479)	(388.941)	(11.423)	-	227	(3.364.559)	(3.764.696)	3.201.125	6.199.634	1.680.105	7.879.739
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)									383.883	383.883	273.194	657.077
Otro resultado integral			113.870	7.553	13	(364)	-	121.072		121.072	11.690	132.762
Resultado integral										504.955	284.884	789.839
Dividendos									(112.816)	(112.816)	(219.057)	(331.873)
Incremento (disminución) por otros cambios	(140.480)	140.479	-	-	(13)	-	6.831	6.818	13	6.830	837	7.667
Total de cambios en patrimonio	(140.480)	140.479	113.870	7.553	-	(364)	6.831	127.890	271.080	398.969	66.664	465.633
Saldo final al 30/09/2017	6.763.204	-	(275.071)	(3.870)	-	(137)	(3.357.728)	(3.636.806)	3.472.205	6.598.603	1.746.769	8.345.372

(1) Considera un abono a resultados acumulados por MUS\$3.652 por la aplicación de NIIF 9, un cargo a resultados acumulados por MUS\$1.272 por aplicación de NIIF 15 y un abono a resultados acumulados por MUS\$849.519 por aplicación de NIC 29. Ver notas 2.2 – deterioro de valor, Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes y nota 8, respectivamente.

(2) Corresponde a ajuste por cambio en moneda funcional, ver nota 3.

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS
**Estados de Flujo de Efectivo Consolidados Intermedios
Por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2018 y 2017 (no auditados)
(En miles de dólares - MUS\$)**

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - septiembre	
		2018 MUS\$	2017 MUS\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		11.315.929	9.417.414
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		32.768	28.225
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		14.049	6.231
Otros cobros por actividades de operación		566.614	477.027
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(6.192.927)	(4.742.697)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(574.256)	(680.633)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(10.868)	(10.082)
Otros pagos por actividades de operación	9.c	(3.621.482)	(2.756.240)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en operaciones)			
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(485.629)	(401.733)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(163.494)	(167.263)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		880.704	1.170.249
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios		(1.590.435)	(720.402)
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		193.026	117.971
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(266.212)	(126.966)
Préstamos a entidades relacionadas		-	(224.075)
Compras de propiedades, planta y equipo		(511.865)	(475.837)
Compras de activos intangibles		(523.646)	(492.563)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(3.080)	(7.463)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		2.657	50.426
Cobros a entidades relacionadas		-	224.075
Dividendos recibidos		1.475	1.824
Intereses recibidos		73.269	76.048
Otras entradas (salidas) de efectivo		(15.097)	(766)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(2.639.908)	(1.577.728)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos			
Importes procedentes de préstamos de largo plazo	9.d	2.667.315	536.867
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		1.595.310	68.652
Pagos de préstamos	9.d	(1.404.860)	(692.887)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros	9.d	(21.878)	(35.787)
Dividendos pagados	9.d	(509.148)	(463.791)
Intereses pagados	9.d	(305.608)	(257.265)
Otras entradas (salidas) de efectivo	9.d	5.798	(25.397)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		2.026.929	(869.608)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		267.725	(1.277.087)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(193.888)	19.493
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		73.837	(1.257.594)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	9	1.472.763	2.689.456
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	9	1.546.600	1.431.862

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

1.	ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO.....	11
2.	BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS	12
2.1	Principios contables	12
2.2	Nuevos pronunciamientos contables	12
2.3	Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas	19
2.4	Sociedades subsidiarias	20
2.4.1	Variaciones del perímetro de consolidación	21
2.4.2	Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50%	21
2.5	Entidades asociadas	21
2.6	Acuerdos conjuntos.....	22
2.7	Principios de consolidación y combinaciones de negocio.....	22
3.	CAMBIO DE MONEDA FUNCIONAL Y MONEDA DE PRESENTACION.....	24
4.	CRITERIOS CONTABLES APLICADOS.....	25
a)	Propiedades, planta y equipo.....	25
b)	Plusvalía	27
c)	Activos intangibles distintos de la plusvalía.....	27
c.1)	Concesiones	27
c.2)	Gastos de investigación y desarrollo.....	28
c.3)	Otros activos intangibles	28
d)	Deterioro del valor de los activos no financieros	29
e)	Arrendamientos	30
f)	Instrumentos financieros	30
f.1)	Activos financieros no derivados	30
f.2)	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	31
f.3)	Deterioro de valor de los activos financieros	31
f.4)	Pasivos financieros excepto derivados	32
f.5)	Derivados y operaciones de cobertura	32
f.6)	Baja de activos y pasivos financieros.....	33
f.7)	Compensación de activos y pasivos financieros	33
f.8)	Contratos de garantías financieras	34
g)	Medición del valor razonable	34
h)	Inversiones contabilizadas por el método de participación	35
i)	Inventarios	35
j)	Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas.....	35
k)	Acciones propias en cartera.....	36
l)	Provisiones	36
l.1)	Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares	37
m)	Conversión de saldos en moneda extranjera	37
n)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	38
o)	Impuesto a las ganancias	38
p)	Reconocimiento de ingresos y gastos	39
q)	Ganancia (pérdida) por acción.....	40
r)	Dividendos.....	40
s)	Gastos de emisión y colocación de acciones	40
t)	Estado de flujos de efectivo	40
u)	Moneda funcional	41
5.	REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO	42
a)	Marco regulatorio:	42

b) Revisiones tarifarias:.....	60
6. ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA O MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS Y OPERACIONES DISCONTINUADAS	68
7. COMBINACIONES DE NEGOCIOS Y ADQUISICIONES	71
8. HIPERINFLACION ARGENTINA.....	74
9. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	76
10. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.....	78
11. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.....	79
12. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS	81
a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	81
b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas.....	82
c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados	83
d) Transacciones significativas Enel Américas.....	83
a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia.....	86
b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.	86
13. INVENTARIOS	87
14. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.....	87
15. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN	88
15.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación.....	88
16. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA	90
17. PLUSVALÍA.....	92
18. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO	93
19. IMPUESTO A LAS GANANCIAS E IMPUESTOS DIFERIDOS	97
a) Impuesto a las ganancias	97
b) Impuestos diferidos	98_Toc528664817
20. OTROS PASIVOS FINANCIEROS.....	100
a. Préstamos que devengan intereses.	100
b. Obligaciones con el Público No Garantizadas.....	103
c. Obligaciones con el Público Garantizadas	103
d. Deuda de cobertura.....	108
e. Otros aspectos	108
f. Flujos futuros de deuda no descontados.....	108
21. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.....	111
22. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	114
22.1 Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría.	114
22.2 Instrumentos derivados.....	115
22.3 Jerarquías del valor razonable.....	116
23. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES.....	118
24. PROVISIONES.....	119
25. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.....	120
25.1 Aspectos generales:.....	120
25.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:.....	120
25.3 Otras revelaciones:	124
26. PATRIMONIO.....	125
26.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	125
26.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión.....	128
26.3 Gestión del capital.....	128
26.4 Restricciones a la disposición de fondos de las subsidiarias (Nota de Patrimonio).....	129
26.5 Otras Reservas.....	129
26.6 Participaciones no controladoras	130
27. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS	131
28. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	132
29. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	132
30. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO.....	132

31. OTROS GASTOS POR NATURALEZA	133
32. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).....	133
33. RESULTADO FINANCIERO	134
34. INFORMACIÓN POR SEGMENTO	136
34.1 Criterios de segmentación	136
34.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros	138
34.3 Países	141
34.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países	144
35. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS	150
35.1 Garantías directas	150
35.2 Garantías Indirectas	150
35.3 Litigios y arbitrajes	151
35.4 Restricciones financieras	169
35.5 Otras informaciones	173
36. DOTACIÓN	181
37. SANCIONES	182
38. MEDIO AMBIENTE	188
39. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE SUBSIDIARIAS	190
40. HECHOS POSTERIORES	192
ANEXO N°1 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA	193
ANEXO N°2 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DEL 3 DE FEBRERO DE 2012	197
ANEXO N°2.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES	200
ANEXO N°2.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE	204
ANEXO N°3 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES.....	205

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTE AL PERÍODO TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2018 (En miles de dólares – MUS\$)

1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO

Enel Américas (en adelante, la “Sociedad Matriz” o la “Sociedad”) y sus entidades subsidiarias, integran el Grupo Enel Américas (en adelante, “Enel Américas” o el “Grupo”).

Enel Américas S.A. es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Avenida Santa Rosa, número 76, Santiago de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile (en adelante “CMF”, ex Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, en adelante “SVS”), con el N° 0175. Además, está registrada en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica (en adelante “SEC”) y sus acciones se transan en el New York Stock Exchange desde 1993.

Enel Américas es subsidiaria de Enel S.p.A. (en adelante, Enel), entidad que posee una participación accionaria del 51,8%.

La Sociedad fue constituida, inicialmente, bajo la razón social de Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. en 1981. Posteriormente, el 1 de agosto de 1988 la compañía pasó a llamarse Enersis S.A., mediante modificación de los estatutos. En el contexto del proceso de reorganización societaria llevado a cabo por el Grupo (ver Nota 6.1), el 1 de marzo de 2016, como parte de la etapa de “División”, la entonces Enersis S.A. pasó a denominarse Enersis Américas S.A. El 1 de diciembre de 2016, durante la etapa de “Fusión”, se modificó la razón social de la compañía mediante reforma de estatutos, pasando a denominarse finalmente Enel Américas S.A. Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo Rol Único Tributario N° 94.271.000-3.

La dotación del Grupo alcanzó los 18.671 trabajadores al 30 de septiembre de 2018. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el periodo 2018 fue de 14.760 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica ver Nota 36.

Enel Américas tiene como objeto social realizar, en el país o en el extranjero, la exploración, desarrollo, operación, generación, distribución, transmisión, transformación y/o venta de energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, directamente o por intermedio de otras empresas, como, asimismo, actividades en telecomunicaciones y la prestación de asesoramiento de ingeniería, en el país y en el extranjero. La Sociedad tiene también como objeto invertir y administrar su inversión en sociedades subsidiarias y asociadas, que sean generadoras, transmisoras, distribuidoras o comercializadoras de energía eléctrica o cuyo giro corresponda a cualquiera de los siguientes:

- (i) la energía en cualquiera de sus formas o naturaleza,
- (ii) al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía,
- (iii) las telecomunicaciones e informática, y
- (iv) negocios de intermediación a través de Internet.

Los estados financieros consolidados de Enel Américas correspondientes al ejercicio 2017 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 28 de febrero de 2018, y posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas, celebrada con fecha 26 de abril de 2018, órgano que aprobó en forma definitiva los mismos.

2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

2.1 Principios contables

Los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas al 30 de septiembre de 2018, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 31 de octubre de 2018, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

Los presentes estados financieros consolidados intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Enel Américas y sus subsidiarias al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2018 y 2017, y sus correspondientes notas. Estos estados financieros consolidados intermedios incluyen toda la información y revelaciones requeridas en un estado financiero anual.

Estos estados financieros consolidados intermedios se han preparado siguiendo el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo a NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable.

2.2 Nuevos pronunciamientos contables

a) Las siguientes nuevas Normas, Interpretaciones y Enmiendas han sido adoptadas a partir del 1 de enero de 2018:

Nuevas Normas e Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria:
NIIF 9: <i>Instrumentos Financieros</i>	1 de enero de 2018
NIIF 15: <i>Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes</i>	1 de enero de 2018
CINIIF 22: <i>Transacciones en moneda extranjera y contraprestaciones anticipadas</i>	1 de enero de 2018

A continuación se detalla un resumen de la aplicación de las nuevas normas contables, interpretaciones y enmiendas aplicables a contar de 2018:

- **NIIF 9 “Instrumentos Financieros”**

La NIIF 9 entró en vigor a contar del 1 de enero de 2018, en reemplazo de la NIC 39, y su aplicación no ha generado impactos significativos en los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas. El Grupo llevó a cabo una evaluación detallada de los tres aspectos de la norma y de su impacto en los estados financieros consolidados intermedios del Grupo, el cual se resume como sigue:

(i) Clasificación y medición

La NIIF 9 introdujo un nuevo enfoque de clasificación para los *activos financieros*, basado en dos conceptos: las características de los flujos de efectivo contractuales del activo financiero y el modelo de negocio de la compañía. Bajo este nuevo enfoque se sustituyeron las cuatro categorías de clasificación de la NIC 39 por las tres categorías siguientes:

- costo amortizado, si los activos financieros se mantienen dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es obtener flujos de efectivo contractuales;
- valor razonable con cambios en otro resultado integral, si los activos financieros se mantienen en un modelo de negocio cuyo objetivo se logra obteniendo flujos de efectivo contractuales y vendiendo activos financieros; o
- valor razonable con cambios en resultados, categoría residual que comprende los instrumentos financieros que no se mantienen bajo uno de los dos modelos de negocio indicados anteriormente, incluyendo aquellos mantenidos para negociar y aquellos designados a valor razonable en su reconocimiento inicial.

Respecto a los *pasivos financieros*, la NIIF 9 conserva en gran medida el tratamiento contable previsto en la NIC 39, realizando modificaciones limitadas, bajo el cual la mayoría de estos pasivos se miden a costo amortizado, permitiendo designar un pasivo financiero a valor razonable con cambios en resultados, si se cumplen ciertos requisitos.

No obstante, la norma introdujo nuevas disposiciones para los pasivos designados a valor razonable con cambios en resultados, en virtud de las cuales, en ciertas circunstancias, los cambios en el valor razonable relacionados con la variación del “riesgo de crédito propio” se reconocerán en otro resultado integral.

Con base en la evaluación realizada, el Grupo ha determinado que los nuevos requerimientos de clasificación no tienen impacto sobre la contabilización de sus activos financieros. Los préstamos y cuentas por cobrar se mantienen para obtener los flujos de efectivo contractuales que representan únicamente pago de principal e intereses, por lo tanto, cumplen los criterios para ser medidos a costo amortizado bajo NIIF 9. Las inversiones en instrumentos de patrimonio clasificadas como disponibles para la venta continúan midiéndose a valor razonable con cambios en otro resultado integral, exceptuando aquellas para las cuales el costo representa la mejor estimación del valor razonable.

(ii) Deterioro del valor

El nuevo modelo de deterioro de valor de NIIF 9 se basa en pérdidas crediticias esperadas, a diferencia del modelo de pérdida incurrida que establecía NIC 39. Esto significa que con NIIF 9, los deterioros se registran, con carácter general, de forma anticipada respecto al modelo anterior.

El nuevo modelo de deterioro se aplica a los activos financieros medidos a costo amortizado o medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral, excepto por las inversiones en instrumentos de patrimonio. Las provisiones por deterioro se miden en base a:

- las pérdidas crediticias esperadas en los próximos 12 meses, o
- las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo, si en la fecha de presentación de los estados financieros se produjera un aumento significativo en el riesgo crediticio de un instrumento financiero, desde el reconocimiento inicial.

La norma permite aplicar un enfoque simplificado para cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, de modo que el deterioro se registre siempre en referencia a las pérdidas esperadas durante toda la vida del activo. El Grupo eligió aplicar esta política para los activos financieros señalados.

Al 1 de enero de 2018, producto de la aplicación del nuevo modelo de deterioro de valor, el Grupo reconoció un abono en sus resultados acumulados, neto de impuestos, por MUS\$3.652.

(iii) Contabilidad de cobertura

La NIIF 9 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. El nuevo enfoque permite reflejar mejor las actividades de gestión de riesgos en los estados financieros, permitiendo que más elementos sean elegibles como elementos cubiertos: componente de riesgo de partidas no financieras, posiciones netas y exposiciones agregadas (es decir, una combinación de una exposición no derivada y un derivado).

Los cambios más significativos con respecto a los instrumentos de cobertura, en comparación con el método de contabilidad de coberturas que se utilizaba en la NIC 39, tiene relación con la posibilidad de diferir el valor temporal de una opción, los puntos forward de los contratos forward y el diferencial de la base monetaria en Otro Resultado Integral, hasta el momento en que el elemento cubierto Impacta resultados.

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%, permitiendo que la evaluación de la eficacia se alinee con la gestión del riesgo a través de la demostración de la existencia de una relación económica entre el instrumento de cobertura y la partida cubierta, y brinda la posibilidad de reequilibrar la relación de cobertura si el objetivo de gestión de riesgos permanece sin cambios. No obstante, debe seguir valorándose y reconociéndose en resultados la ineficacia retrospectiva.

Al aplicar por primera vez la NIIF 9, el Grupo podía elegir como política contable seguir aplicando los requisitos de contabilidad de cobertura de la NIC 39, en lugar de los requisitos de la NIIF 9, hasta el momento en que se publique y adopte la normativa relativa a “macro-coberturas”. El Grupo escogió aplicar los nuevos requerimientos de la NIIF 9 desde su fecha de su adopción.

Al 1 de enero de 2018, la aplicación del nuevo modelo de contabilidad de coberturas no tuvo impacto en los estados financieros consolidados del Grupo.

• **NIIF 15 “Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes”**

La NIIF 15 aplica a todos los contratos con clientes, con algunas excepciones (contratos de arrendamiento y seguros, instrumentos financieros, e intercambios no monetarios.), y reemplazó a contar del 1 de enero de 2018 a todas las normas que anteriormente estaban relacionadas con el reconocimiento de ingresos:

- 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;
- CINIIF 18 Transferencias de Activos procedentes de Clientes; y
- SIC-31 Ingresos—Permutas de Servicios de Publicidad.

Este nuevo estándar estableció un marco general para el reconocimiento y medición de los ingresos de actividades ordinarias, basado en el principio de que los ingresos se reconocen por un monto que refleje la contraprestación a la que la entidad espera tener derecho a cambio de transferir bienes o servicios a un cliente. Este principio fundamental debe ser aplicado en base a un modelo de cinco pasos: (1) identificación del contrato con el cliente; (2) identificación de las obligaciones de desempeño del contrato; (3) determinación del precio de la transacción; (4) asignación del precio de la transacción a las obligaciones de desempeño; y (5) reconocimiento de los ingresos cuando (o a medida que) se satisfacen las obligaciones de desempeño.

La NIIF 15 requiere revelaciones más detalladas que las normas anteriores actuales con el fin de proporcionar información más completa sobre la naturaleza, importe, calendario y certidumbre de los ingresos y flujos de efectivo derivados de los contratos con clientes.

El Grupo llevó a cabo un proyecto de implementación para identificar y medir los posibles impactos de la aplicación de la NIIF 15 en sus estados financieros consolidados. Este proyecto involucró la identificación de todos los flujos de ingresos de actividades ordinarias de Enel Américas y sus subsidiarias, conocimiento de las prácticas tradicionales del negocio, una evaluación exhaustiva de cada tipología de contratos con clientes y la determinación de la metodología de registro de estos ingresos bajo las normas vigentes. La evaluación se desarrolló con especial atención en aquellos contratos que presentan aspectos claves de la NIIF 15 y características particulares de interés del Grupo, tales como: identificación de las obligaciones contractuales; contratos con múltiples obligaciones y oportunidad del reconocimiento; contratos con contraprestación variable; componente de financiación significativo, análisis de principal versus agente; existencia de garantías de tipo servicio; y capitalización de los costos de obtener y cumplir con un contrato.

El Grupo Enel Américas posee participación directa e indirecta en los negocios de Generación y Transmisión, y Distribución de energía eléctrica. En base a la naturaleza de los bienes y servicios ofrecidos y a las características de los flujos de ingresos señaladas, el Grupo no identificó impactos en los estados financieros consolidados en el momento de la aplicación inicial de NIIF 15, es decir, al 1 de enero de 2018.

- Venta y transporte de electricidad: la principal fuente de ingresos ordinarios de Enel Américas está relacionada con la venta de una serie de bienes o servicios cuyo control se transfiere a lo largo del tiempo, dado que el cliente recibe y consume de manera simultánea los beneficios proporcionados por la compañía. De acuerdo a los criterios establecidos por NIIF 15, el Grupo continúa reconociendo estos ingresos a lo largo del tiempo en lugar de hacerlo en un determinado momento.
- Contratos de construcción: los ingresos por trabajos en progreso se reconocen a lo largo del tiempo en función de su grado de avance. La compañía concluyó que de acuerdo a NIIF 15, estos contratos cumplen los criterios para ser considerados obligaciones de desempeño que se satisfacen a lo largo del tiempo, ya que el cliente controla el activo a medida que se crea o mejora. Por lo tanto, la aplicación de la norma no modificó el calendario o la cantidad de ingresos reconocidos en virtud de estos acuerdos.
- Venta de otros bienes y servicios: principalmente venta de bienes y servicios complementarios al negocio eléctrico, cuyo control es transferido al cliente en un determinado momento, o bien a lo largo del tiempo en el caso de los servicios que requieren un desarrollo de más largo plazo. La aplicación de la norma no modificó el calendario o la cantidad de ingresos reconocidos en virtud de estos acuerdos.

El Grupo implementó cambios en los sistemas, controles, políticas y procedimientos, para cumplir con los nuevos requerimientos exigidos por NIIF 15, tanto de registro contable como de revelación.

Al 1 de enero de 2018, producto de la aplicación de la nueva norma, el Grupo reconoció un cargo en sus resultados acumulados, neto de impuestos por MUS\$1.272.

- **CINIIF 22 “Transacciones en moneda extranjera y contraprestaciones anticipadas”**

Esta interpretación aborda la forma de determinar la fecha de transacción a efectos de establecer el tipo de cambio a utilizar en transacciones en moneda extranjera, cuando la contraprestación se paga o se recibe antes de reconocer los ingresos, gastos o activos relacionados. A estos efectos, la fecha de la transacción es la fecha en que una entidad reconoce inicialmente el activo o pasivo no monetario que surge del pago o cobro de la contraprestación anticipada.

La CINIIF 22, aplicada por el Grupo a contar del 1 de enero de 2018, no ha generado impactos en los estados financieros consolidados intermedios del Enel Américas y sus subsidiarias.

Enmiendas y Mejoras	Fecha de aplicación obligatoria:
Enmienda a NIIF 2: <i>Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones</i>	1 de enero de 2018
Enmienda a NIC 40: <i>Transferencias de propiedades de inversión</i>	1 de enero de 2018
Mejoras a las NIIF: <i>Ciclo 2014-2016 (NIIF 1, NIC 28)</i>	1 de enero de 2018

- **Enmienda a NIIF 2 “Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones”.**

Las modificaciones, que fueron desarrolladas a través del Comité de Interpretaciones de NIIF, entregan requerimientos sobre la contabilización de:

- Los efectos de las condiciones de irrevocabilidad y de no irrevocabilidad sobre la medición de los pagos basados en acciones liquidados en efectivo;
- Las transacciones con pagos basados en acciones, con una cláusula de liquidación neta para obligaciones de retención de impuestos;
- Una modificación en los términos y condiciones de un pago basado en acciones que cambia la clasificación de la transacción desde liquidada en efectivo hacia liquidada con instrumentos de patrimonio.

La enmienda a NIIF 2, aplicada por el Grupo a contar del 1 de enero de 2018, no ha generado impactos en los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas y sus subsidiarias.

- **Enmienda a NIC 40 “Transferencias de Propiedades de Inversión”.**

Las enmiendas aclaran cuando una entidad debe reclasificar bienes, incluyendo bienes en construcción o desarrollo en propiedades de inversión, indicando que la reclasificación debe efectuarse cuando la propiedad cumple, o deja de cumplir, la definición de propiedad de inversión y hay evidencia del cambio en el uso del bien. Un cambio en las intenciones de la administración para el uso de una propiedad no proporciona evidencia de un cambio en el uso. Las enmiendas son aplicables de forma prospectiva.

La enmienda a NIC 40, aplicada por el Grupo a contar del 1 de enero de 2018, no ha generado impactos en los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas y sus subsidiarias.

- **Ciclo de Mejoras Anuales 2014-2016 “NIIF 1 y NIC 28”.**

NIIF 1 *Adopción por primera vez de las NIIF*: elimina las exenciones transitorias incluidas en el Apéndice E (E3 – E7 de NIIF 1), porque ya han cumplido su propósito.

NIC 28 *Inversiones en Asociadas*: aclara que una organización de capital de riesgo u otra entidad calificada puede elegir en el reconocimiento inicial medir sus inversiones en una asociada o negocio conjunto a valor razonable con cambios en resultados. Esta elección puede hacerse sobre una base de inversión por inversión.

Si una entidad que no es en sí misma una entidad de inversión tiene un interés en una asociada o negocio conjunto que sea una entidad de inversión, puede optar por mantener la medición a valor razonable aplicada su asociada o negocio conjunto. Esta elección puede hacerse en forma separada para cada entidad de inversión asociada o negocio conjunto. Estas mejoras son de aplicación retrospectiva.

Las mejoras anuales 2014-2016, aplicadas por el Grupo a contar del 1 de enero de 2018, no han generado impactos en los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas y sus subsidiarias.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2019 y siguientes:

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados intermedios, los siguientes pronunciamientos contables habían sido emitidos por el IASB, pero no eran de aplicación obligatoria:

Nueva Normas e Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria:
NIIF 16: <i>Arrendamientos</i>	1 de enero de 2019
CINIIF 23: <i>Incertidumbre frente a los tratamientos del impuesto a las ganancias</i>	1 de enero de 2019
Marco Conceptual (<i>Revisado</i>)	1 de enero de 2020

• NIIF 16 “Arrendamientos”

La NIIF 16 fue emitida en enero de 2016 por el IASB, y establece los principios para el reconocimiento, medición y presentación de los arrendamientos, y sus revelaciones asociadas. La nueva norma sustituye a la actual NIC 17 “Arrendamientos” y a sus interpretaciones: CINIIF 4 “Determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento”, “SIC 15 “Arrendamiento operativos – incentivos”, SIC 27 “Evaluación de la esencia de las transacciones que adoptan la forma legal de un arrendamiento”.

La norma es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019. La adopción anticipada está permitida para las compañías que aplican la NIIF 15 antes de la fecha de aplicación inicial de NIIF 16. El grupo no tiene previsto adoptar la norma anticipadamente.

Aunque la NIIF 16 no modifica la definición de un contrato de arrendamiento establecida en la NIC 17, el cambio principal se representa mediante la introducción del concepto de control dentro de esa definición. Respecto al tratamiento contable para el arrendador y el arrendatario la nueva norma establece lo siguiente:

- i) Contabilidad del arrendatario: la NIIF 16 requiere que los arrendatarios contabilicen todos los arrendamientos bajo un único modelo, similar a la contabilización de arrendamientos financieros bajo la NIC 17. Esto es, en la fecha de inicio de un contrato de arrendamiento, el arrendatario reconocerá en el estado de situación financiera un activo por el derecho de uso del bien y un pasivo por las cuotas futuras a pagar, y en el estado de resultados la depreciación por el activo involucrado separadamente del interés correspondiente al pasivo relacionado. La norma incluye dos exenciones de reconocimiento voluntarias para los arrendamientos de bajo valor y arrendamientos de corto plazo.
- ii) Contabilidad del arrendador: no se modifica sustancialmente respecto al modelo vigente de la NIC 17. El arrendador continuará clasificando los arrendamientos bajo los mismos principios de la norma actual, como arrendamientos operativos o financieros.

La NIIF 16 plantea una serie de soluciones prácticas para la transición, tanto para la definición de arrendamiento como para la aplicación retroactiva de la norma. El Grupo aún no ha decidido si utilizará alguna o todas las soluciones prácticas.

El Grupo está evaluando el impacto potencial de la futura aplicación de NIIF 16 en sus estados financieros consolidados. El efecto cuantitativo dependerá, entre otros aspectos, del método de transición elegido, de en qué medida el Grupo utilice las soluciones prácticas y las exenciones de reconocimiento, y de cualquier arrendamiento adicional que el Grupo celebre en el futuro. Enel Américas espera revelar su método de transición e información cuantitativa antes de la fecha de adopción.

• CINIIF 23 “Incertidumbre frente a los tratamientos del impuesto a las ganancias”

En junio de 2017, el IASB emitió esta interpretación para aclarar la aplicación de los criterios de reconocimiento y medición de la NIC 12 “Impuesto a las Ganancias” cuando existe incertidumbre sobre los tratamientos a aplicar. La interpretación aborda los siguientes temas: aplicación conjunta o independiente de los tratamientos tributarios; los supuestos a realizar sobre la revisión de los tratamientos impositivos por las autoridades fiscales; cómo determinar la

ganancia (pérdida) tributaria, las bases imponibles, pérdidas tributarias no utilizadas, créditos fiscales no utilizados y tasas impositivas; y cómo considerar los cambios en hechos y circunstancias.

La norma es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019, retroactivamente, permitiéndose su aplicación anticipada.

La Administración se encuentra evaluando el impacto que potencialmente podría generar la CINIIF 23 en los estados financieros consolidados del Grupo, en la fecha de su aplicación efectiva.

- **Marco Conceptual (Revisado)**

El IASB emitió el Marco Conceptual (revisado) en marzo de 2018. Este incorpora algunos nuevos conceptos, provee definiciones actualizadas y criterios de reconocimiento para activos y pasivos y aclara algunos conceptos importantes.

Los cambios al Marco Conceptual pueden afectar la aplicación de NIIF cuando ninguna norma aplica a una transacción o evento particular. El Marco Conceptual revisado entra en vigencia para periodos que empiezan en o después de 1 de enero de 2020.

La Administración se encuentra evaluando el impacto que potencialmente podría generar la adopción del Marco Conceptual (Revisado) en los estados financieros consolidados del Grupo, en la fecha de su aplicación efectiva.

Enmiendas y Mejoras	Fecha de aplicación obligatoria:
Enmienda a NIIF 9: <i>Características de cancelación anticipada con compensación negativa</i>	1 de enero de 2019
Enmienda a NIC 28: <i>Participación a largo plazo en asociadas y negocios conjuntos</i>	1 de enero de 2019
Mejoras a las NIIF: <i>Ciclo 2015-2017 (NIIF 3, NIIF 11, NIC 12 y NIC 23)</i>	1 de enero de 2019
Enmienda a NIC 19: <i>Beneficios a los Empleados, modificación, reducción o liquidación de un plan</i>	1 de enero de 2019
NIIF 10 y NIC 28: Estados financieros consolidados – Venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto	Por determinar

- **Enmienda a NIIF 9 “Característica de cancelación anticipada con compensación negativa”**

El 12 de octubre de 2017, se emitió esta modificación que cambia los requerimientos existentes en NIIF 9 *Instrumentos Financieros*, relacionados con los derechos de término, para permitir la medición de activos financieros a costo amortizado (o, dependiendo del modelo de negocios, a valor razonable con cambios en Otros Resultados Integrales), incluso en el caso de pagos negativos de compensación.

Bajo la NIIF 9 un instrumento de deuda se puede medir al costo amortizado o a valor razonable a través de otro resultado integral, siempre que los flujos de efectivo contractuales sean únicamente pagos de principal e intereses sobre el capital principal pendiente y el instrumento se lleva a cabo dentro del modelo de negocio para esa clasificación. Las enmiendas a la NIIF 9 pretenden aclarar que un activo financiero cumple el criterio de “solo pagos de principal más intereses” independientemente del evento o circunstancia que causa la terminación anticipada del contrato o de qué parte paga o recibe la compensación razonable por la terminación anticipada del contrato.

Las enmiendas a la NIIF 9 deberán aplicarse cuando el prepago se aproxima a los montos no pagados de capital e intereses de tal forma que refleja el cambio en tasa de interés de referencia. Esto implica que los prepagos al valor razonable o por un monto que incluye el valor razonable del costo de un instrumento de cobertura asociado, normalmente satisfará el criterio solo pagos de principal más intereses solo si otros elementos del cambio en el valor justo, como los efectos del riesgo de crédito o la liquidez, no son representativos. La aplicación será a partir del 1 de enero de 2019 y se realizará de forma retrospectiva con adopción anticipada permitida.

La Administración se encuentra evaluando el impacto que potencialmente podría generar la enmienda a NIIF 9 en los estados financieros consolidados del Grupo, en la fecha de su aplicación efectiva.

- **Enmienda a NIC 28 “Participación a largo plazo en asociadas y negocios conjuntos”.**

Las enmiendas aclaran que una entidad aplica la NIIF 9 “Instrumentos Financieros”, para inversiones a largo plazo en asociadas o negocios conjuntos para aquellas inversiones que no apliquen el método de la participación patrimonial pero que, en sustancia, forma parte de la inversión neta en la asociada o negocio conjunto. Esta aclaración es relevante porque implica que el modelo de pérdida de crédito esperado, descrito en la NIIF 9, se aplica a estos intereses a largo plazo. Las entidades deben aplicar las enmiendas retrospectivamente, con ciertas excepciones.

La entrada en vigencia será a partir del 1 de enero de 2019, con aplicación anticipada está permitida.

La Administración se encuentra evaluando el impacto que potencialmente podría generar la enmienda a NIIF 9 en los estados financieros consolidados del Grupo, en la fecha de su aplicación efectiva.

- **Mejoras Anuales 2015-2017 “NIIF 3, NIIF 11, NIC 12 y NIC 23”.**

NIIF 3, “Combinaciones de Negocios”, y NIIF 11, “Acuerdos Conjuntos”: Clarifica la contabilización de los incrementos en la participación en una operación conjunta que reúne la definición de un negocio.

- Si una parte mantiene (u obtiene) control conjunto, la participación mantenida previamente no se vuelve a medir.

Si una parte obtiene control, la transacción es una combinación de negocios por etapas y la parte adquirente vuelve a medir la participación mantenida previamente en los activos y pasivos de una operación conjunta, a valor razonable.

Además de clarificar cuándo una participación mantenida previamente en una operación conjunta se vuelve a medir, las modificaciones también proporcionan una guía acerca de qué constituye la participación previamente mantenida. Esta es la participación total mantenida previamente en la operación conjunta.

NIC 12, “Impuesto a la Renta”: Las enmiendas aclaran que el impuesto a las ganancias de los dividendos generados por instrumentos financieros clasificados como patrimonio está vinculadas más directamente a transacciones pasadas o eventos que generaron ganancias distribuibles que a distribuciones a los accionistas. Por lo tanto, una entidad reconoce el impuesto a las ganancias a los dividendos en resultados, otro resultado integral o patrimonio según donde la entidad originalmente reconoció esas transacciones o eventos pasados. Las enmiendas deberán aplicarse a las dividendos reconocidos posteriormente al 1 de enero de 2019

NIC 23, “Costos de Préstamos”: Clarifica que el pool general de préstamos utilizado para calcular los costos de préstamos elegibles excluye sólo los préstamos que financian específicamente activos calificados que están aún bajo desarrollo o construcción. Los préstamos que estaban destinados específicamente a financiar activos calificados que ahora están listos para su uso o venta (o cualquier activo no calificado) se incluyen en ese pool general.

Los cambios se aplican en forma prospectiva a los costos de préstamos incurridos en, o desde, la fecha en que la entidad adopta las modificaciones.

Las modificaciones son efectivas a partir de los períodos de reporte anual que comienzan el, o después del, 1 de enero de 2019. Se permite la aplicación anticipada.

La Administración se encuentra evaluando el impacto que potencialmente podría generar la modificación correspondiente a mejoras anuales ciclo 2015-2017 en los estados financieros consolidados del Grupo, en la fecha de su aplicación efectiva.

- **Enmienda a NIC 19 “Beneficios a Empleados, modificación, reducción o liquidación de un plan”.**

En febrero de 2018 IASB finalizó las modificaciones a la NIC 19 relacionadas con las modificaciones de planes, reducciones y liquidaciones.

Las enmiendas a IAS 19 abordan la contabilización cuando se produce una modificación, reducción o liquidación del plan durante un período de reporte.

Las enmiendas aclaran que una entidad primero determina cualquier costo de servicio pasado, o una ganancia o pérdida en la liquidación, sin considerar el efecto del techo del activo (asset ceiling). Este monto se reconoce en resultados. Luego, una entidad determina el efecto del techo del activo (asset ceiling) después de la modificación, reducción o liquidación del plan. Cualquier cambio en ese efecto, excluyendo los importes incluidos en el interés neto, se reconoce en otro resultado integral.

Esta aclaración establece que las entidades podrían tener que reconocer un costo de servicio pasado, o un resultado en la liquidación que reduzca un excedente que no se reconoció antes. Los cambios en el efecto del techo del activo (asset ceiling) no se compensan con dichos montos.

Las enmiendas se aplican a los cambios, reducciones o liquidaciones del plan que ocurran en o después del comienzo del primer período anual de reporte que comience el o después del 1 de enero de 2019. Se permite la aplicación anticipada, lo cual debe ser revelado.

La Administración se encuentra evaluando el impacto que potencialmente podría generar la enmienda a NIC 19 en los estados financieros consolidados del Grupo, en la fecha de su aplicación efectiva.

- **NIIF 10 y NIC 28 “Estados financieros consolidados – Venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjuntos”.**

Las enmiendas a NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados” y NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos” abordan una inconsistencia reconocida entre los requerimientos de ambas normas en el tratamiento de la venta o la aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto.

Las enmiendas, emitidas en septiembre de 2014, establecen que cuando la transacción involucra un negocio (tanto cuando se encuentra en una subsidiaria o no) se reconoce toda la ganancia o pérdida generada. Se reconoce una ganancia o pérdida parcial cuando la transacción involucra activos que no constituyen un negocio, incluso cuando los activos se encuentran en una subsidiaria. La fecha de aplicación obligatoria de estas enmiendas está por determinar debido a que el IASB está a la espera de los resultados de su proyecto de investigación sobre la contabilización según el método de participación patrimonial. Estas enmiendas deben ser aplicadas en forma retrospectiva y se permite la adopción anticipada, lo cual debe ser revelado.

La Administración se encuentra evaluando el impacto que potencialmente podrían generar los cambios a la NIIF 10 y NIC 28 en los estados financieros consolidados del Grupo, en la fecha de su aplicación efectiva.

2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros consolidados intermedios es responsabilidad del Directorio de Enel Américas, que manifiesta expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en las NIIF.

En la preparación de los estados financieros consolidados intermedios se han utilizado determinados juicios y estimaciones realizados por la Administración del Grupo para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

Las áreas más importantes que han requerido juicio profesional son las siguientes:

- En un acuerdo de concesión de servicios, determinación de si un concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador, a quién y a qué precio, factores esenciales para la aplicación de CINIIF 12 *Acuerdos de Concesión de Servicios* (ver Nota 4.c.1).
- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), para la realización de pruebas de deterioro (ver Nota 4.d).
- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable (ver Nota 4.g).
- La determinación de la moneda funcional determinada por el Grupo (Ver Notas 3 y 4.u)

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos y plusvalías o fondos de comercio (ver Nota 4.d).
- 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 Notas 4.I.1 y 25).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 4.a y 4.c).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 4.g y 22).

- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores (ver nota 4.p).
- 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 emitir 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 (ver Anexo 2.2).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 4.I).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Nota 4.a).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, y otras estimaciones que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados intermedios (ver Nota 4.o).
- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.

A pesar de que estos juicios y estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados intermedios, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlos (al alza o a la baja) en próximos períodos, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de juicio o estimación en los correspondientes estados financieros consolidados futuros.

2.4 Sociedades subsidiarias

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

Enel Américas tiene poder sobre sus subsidiarias cuando posee 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 subsidiaria.

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

Las entidades subsidiarias son consolidadas por integración global, tal como se describe en la nota 2.7.

A continuación se detallan las entidades en las cuales el Grupo tiene la capacidad de ejercer control y por consiguiente forman parte de la consolidación de los presentes estados financieros consolidados intermedios:

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	Participación al 30/09/2018			Participación al 31/12/2017		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Real	-	99,73%	99,73%	-	99,64%	99,64%
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Real	-	99,75%	99,75%	-	99,75%	99,75%
Extranjero	Enel Generación Fortaleza S.A.	Brasil	Real	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Real	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Real	-	74,05%	74,05%	-	74,05%	74,05%
Extranjero	Enel Brasil S.A.	Brasil	Real	100,00%	-	100,00%	97,67%	2,33%	100,00%
Extranjero	Enel X Brasil S.A.	Brasil	Real	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Real	-	99,93%	99,93%	-	99,93%	99,93%
Extranjero	Eletropaulo Metropolitana de Eletricidade de Sao Paulo S.A.	Brasil	Real	-	95,88%	95,88%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande)	Brasil	Real	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Brasil Investimento Sudeste S.A.	Brasil	Real	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Central Dock Sud, S.A.	Argentina	Peso Argentino	-	70,24%	70,24%	-	70,24%	70,24%
Extranjero	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Argentina	Peso Argentino	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Distrilec Inversora S.A.	Argentina	Peso Argentino	51,50%	-	51,50%	51,50%	-	51,50%
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Argentina	Peso Argentino	-	99,45%	99,45%	-	99,45%	99,45%
Extranjero	Enel Argentina S.A.	Argentina	Peso Argentino	99,92%	-	99,92%	99,88%	-	99,88%
Extranjero	Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Peso Argentino	55,00%	45,00%	100,00%	55,00%	45,00%	100,00%
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Peso Argentino	-	75,68%	75,68%	-	75,68%	75,68%
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Peso Argentino	-	67,67%	67,67%	-	67,67%	67,67%
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Peso Argentino	41,94%	54,76%	96,70%	41,94%	54,76%	96,70%
Extranjero	Inversora Dock Sud, S.A.	Argentina	Peso Argentino	57,14%	-	57,14%	57,14%	-	57,14%
Extranjero	Transportadora de Energía S.A.	Argentina	Peso Argentino	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Peso Colombiano	48,30%	-	48,30%	48,30%	-	48,30%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Peso Colombiano	48,48%	-	48,48%	48,48%	-	48,48%
Extranjero	Inversora Codensa S.A.S.	Colombia	Peso Colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Colombia	Peso Colombiano	-	99,85%	99,85%	-	99,85%	99,85%
Extranjero	Enel X Colombia S.A.S.	Colombia	Peso Colombiano	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Perú S.A.C.	Perú	Nuevos Soles	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Nuevos Soles	-	80,00%	80,00%	-	80,00%	80,00%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Nuevos Soles	-	83,60%	83,60%	-	83,60%	83,60%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Nuevos Soles	-	83,15%	83,15%	-	83,18%	83,18%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Nuevos Soles	-	96,50%	96,50%	-	96,50%	96,50%
Extranjero	Compañía Energética Veracruz S.A.C.	Perú	Nuevos Soles	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%

2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación

- El 14 de febrero de 2017, nuestra subsidiaria Enel Brasil S.A. perfeccionó la compra de un total de 99,88% del capital social de Enel Distribución Goias S.A. (ex Celg Distribución S.A.). El impacto de esta operación en los estados financieros consolidados de Enel Américas, más otros antecedentes relacionados con esta adquisición, se detallan en la Nota 7.1.

- El 04 de octubre de 2017, Enel Brasil S.A. creó la Sociedad EGP Projeto I. El 30 de noviembre de 2017, la compañía ganó la concesión por 30 años de la central Volta Grande. (ver Nota 4.c.1 y Nota 10).

- El 7 de junio de 2018, nuestra subsidiaria Enel Brasil S.A. a través de su vehículo (100%) Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A. (Enel Sudeste) concluyó exitosamente la adquisición, mediante Oferta Pública de Acciones voluntaria ("OPA" u "Oferta"), de la distribuidora de energía brasileña Eletropaulo Metropolitana de Eletricidade de Sao Paulo S.A. (Eletropaulo). Para mayores antecedentes relacionados con esta adquisición ver Nota 7.2.

2.4.2 Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50%

Aunque el Grupo posee menos del 50% de participación económica en las sociedades Codensa y Emgesa en Colombia, en concreto 48,3% y 48,48% respectivamente, estas compañías tienen la consideración de "sociedades subsidiarias" ya que Enel Américas, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, o como consecuencia de la estructura, composición y clases de accionariado, ejerce control sobre las mismas. A este respecto el Grupo posee un 57,15% y un 56,43% de las acciones con derecho de voto de Codensa y Emgesa, respectivamente.

2.5 Entidades asociadas

Son entidades asociadas aquellas en las que Enel Américas, directa e indirectamente, ejerce una influencia significativa.

La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la asociada, sin llegar a tener el control ni el control conjunto sobre ésta. En la evaluación de la existencia de influencia significativa se consideran los derechos de voto potenciales ejercitables o convertibles en la fecha de cierre de cada período, teniendo en cuenta igualmente los derechos de voto potenciales poseídos por Enel Américas o por otra entidad. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en que el Grupo posee el 20% o más del poder de voto de la asociada.

Las entidades asociadas se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la Nota 4.h.

El detalle de las sociedades que clasifican como asociadas es el siguiente:

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	Participación al 30/09/2018			Participación al 31/12/2017		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Sacme S.A.	Argentina	Peso Argentino	-	50,00%	50,00%	-	50,00%	50,00%
Extranjero	Yacylec S.A.	Argentina	Peso Argentino	22,22%	-	22,22%	22,22%	-	22,22%
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Argentina	Peso Argentino	-	25,60%	25,60%	-	25,60%	25,60%
Extranjero	Central Térmica San Martín	Argentina	Peso Argentino	-	25,60%	25,60%	-	25,60%	25,60%
Extranjero	Central Vuelta Obligada S.A.	Argentina	Peso Argentino	-	40,90%	40,90%	-	40,90%	40,90%

2.6 Acuerdos conjuntos

Se consideran acuerdos conjuntos aquellas entidades en las que el Grupo ejerce control mediante un acuerdo con otros accionistas y conjuntamente con ellos, es decir, cuando las decisiones sobre sus actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Dependiendo de los derechos y obligaciones de las partes, los acuerdos conjuntos se clasifican en:

- **Negocio conjunto:** acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos netos de la entidad. Los negocios conjuntos se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la nota 4.h.
- **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. Las operaciones conjuntas se consolidan integrando proporcionalmente los activos y pasivos afectos a dicha operación.

Para determinar el tipo de acuerdo conjunto que se deriva de un acuerdo contractual, la Gerencia del Grupo evalúa la estructura y forma legal del acuerdo, los términos acordados por las partes, así como otros factores y circunstancias relevantes. En el caso de que se produzcan cambios en los elementos contractuales de un acuerdo conjunto, se reevalúan estos hechos y circunstancias relevantes.

Enel Américas actualmente no posee acuerdos conjuntos que califiquen como una operación conjunta.

2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio

Las entidades subsidiarias se consolidan integrándose en los estados financieros consolidados intermedios la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones intra-Grupo.

Los resultados integrales de las sociedades subsidiarias, 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 la Sociedad Matriz y de las sociedades subsidiarias 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 subsidiaria son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en otras NIIF. 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 subsidiaria, 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 de 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, el Grupo informará los valores provisionales que ha considerado en el registro contable de la combinación de negocios. 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, como si la contabilización de la combinación de negocios hubiera sido completada en la fecha de adquisición, 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. La información comparativa presentada en los estados financieros de períodos anteriores se revisa, en la medida que sea necesario, lo que incluye la realización de cambios en la depreciación, amortización u otros efectos sobre el resultado reconocidos para completar la contabilización inicial.

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 período.

2. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades subsidiarias 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. La conversión de los estados financieros de las sociedades del Grupo con moneda funcional distinta del dólar estadounidense, que no operan en economías hiperinflacionarias, se realiza del siguiente modo:
 - a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.
 - b. Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio medio del período (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).
 - c. El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados.
 - d. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro “Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión” dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral (ver Nota 26.2).
4. Los estados financieros de las subsidiarias cuya moneda funcional provenga de economías hiperinflacionarias, como es el caso de la economía Argentina (ver Nota 8), se ajustan primero por el efecto de la inflación, registrando cualquier ganancia o pérdida en la posición neta en resultados, para luego convertir todas la partidas (activos, pasivos, partidas de patrimonio, gastos e ingresos) al tipo de cambio de cierre correspondiente a la fecha de cierre del estado de situación financiera más reciente.
5. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.
6. Los cambios en la participación en las sociedades subsidiarias 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 subsidiaria. 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.
7. Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método “pooling of 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”. El Grupo no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.

3. CAMBIO DE MONEDA FUNCIONAL Y MONEDA DE PRESENTACION

Como resultado del proceso de reorganización societaria efectuada durante el año 2016, a contar del ejercicio 2017 el entorno económico primario y la generación y uso de sus flujos de efectivo de Enel Américas, están principalmente denominados en dólares estadounidenses. Por consiguiente, con fecha 1 de enero de 2017, Enel Américas cambió tanto su moneda funcional como la moneda de presentación de sus estados financieros consolidados, desde el Peso Chileno (“CLP”) a dólares estadounidenses (“US\$”).

Enel Américas es una sociedad holding que no realiza ninguna actividad operativa material propia. Por lo tanto, los indicadores en la NIC 21.9 no son los factores más relevantes para determinar la moneda funcional de la Compañía.

En consideración a los indicadores referidos en NIC 21.10, la Compañía determinó que las nuevas actividades de financiamiento, capital emitido y el cambio en la moneda en la que es administrado el efectivo y equivalentes de efectivo fueron los factores preponderantes que indicaron que el peso chileno no será la moneda para reflejar el entorno económico principal en el que la Compañía generará y desembolsará su efectivo. En consecuencia, Enel Américas determinó que los eventos económicos, como también el resultado del proceso de reorganización corporativa realizado durante el año 2016, proporcionaron a juicio de la Administración, evidencia suficiente para respaldar que hubo un cambio en las transacciones subyacentes, eventos y condiciones para determinar la moneda funcional de la Compañía. En consecuencia, de acuerdo con NIC 21.36, la Compañía determinó que el dólar estadounidense (US\$) es la nueva moneda funcional que reflejará con mayor fidelidad las transacciones, eventos y condiciones subyacentes relevantes para la el Grupo.

Según la NIC 21.35, cuando ocurre un cambio en la moneda funcional de una entidad, se deben aplicar los procedimientos de conversión prospectivamente a partir de la fecha del cambio. El Grupo, en base a su juicio y considerando que las transacciones, eventos y condiciones subyacentes que justificaron el cambio en la moneda funcional se han desarrollado gradualmente, siendo los de mayor relevancia realizados al término del año 2016 y el inicio del año 2017, se decidió entonces, por razones prácticas, aplicar los procedimientos de conversión aplicables a la nueva moneda funcional de manera prospectiva a partir del 1 de enero de 2017.

Este cambio en la moneda funcional fue contabilizado prospectivamente a contar del 1 de enero de 2017 mediante la conversión de todos los ítems del estado de situación financiera a la nueva moneda funcional, utilizando el tipo de cambio vigente de \$669,47 CLP/US\$ al 1 de enero de 2017.

El cambio en la moneda de presentación fue contabilizado como un cambio en política contable y aplicado retrospectivamente, como si la nueva moneda de presentación hubiese sido siempre la moneda de presentación de los estados financieros consolidados. Las cifras comparativas para los años anteriores al 1 de enero de 2017 fueron convertidas a la nueva moneda de presentación en conformidad con NIC 21 “Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio de la Moneda Extranjera”. Los estados de resultados integrales consolidados fueron convertidos a la moneda de presentación usando los tipos de cambio promedio mensuales. Los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016 fueron han sido convertidos a US\$ usando los tipos de cambio de cierre de \$669,47 CLP/US\$ y \$710,16 CLP/US\$, respectivamente. El capital emitido, las utilidades retenidas y otras reservas dentro del patrimonio han sido convertidos usando los tipos de cambio históricos vigentes a las correspondientes fechas de las transacciones patrimoniales.

Todas las diferencias de cambio resultantes han sido reconocidas en patrimonio en la reserva por diferencias de cambio por conversión.

El cambio de moneda funcional de Enel Américas S.A. fue aprobado en Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 27 de abril de 2017, modificando para ello el artículo quinto permanente de su estatuto social con el objeto de denominar el capital de la compañía en dólares estadounidenses.

4. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

Los principales criterios contables aplicados en la elaboración de los estados financieros consolidados intermedios adjuntos, han sido los siguientes:

a) Propiedades, planta y equipo

Las propiedades, plantas y equipos se valoran a su costo de adquisición, 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 gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. 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 ponderada de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión (ver Nota 18.b.1).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 18.b.2).
- 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 razonable, 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 24).

Las construcciones en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el período de prueba cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su depreciación.

Los costos de ampliación, modernización o mejora que representan un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes se capitalizan como mayor valor 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, con el consiguiente retiro contable de los elementos sustituidos o renovados.

Los gastos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación, se registran directamente en resultados como costo del período en que se incurren.

Las propiedades, plantas y equipos, 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 las sociedades esperan utilizarlos. La vida útil estimada y los valores residuales se revisan al menos una vez al año y, si procede, se ajusta en forma prospectiva.

Las siguientes son las principales clases de propiedades, plantas y equipos junto a sus respectivos intervalos de vidas útiles estimadas:

Clases de Propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificios	10 – 85
Planta y equipos	10 – 85
Equipamiento de tecnología de la información	3 – 15
Instalaciones fijas y accesorios	3 – 75
Vehículos de motor	5 – 20

Adicionalmente, para más información, a continuación, se presenta una mayor apertura para la clase Plantas y equipos:

	Intervalo de años de vida útil estimada
Plantas y equipos de generación:	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	10 – 85
Equipo electromecánico	10 – 60
Centrales de Carbón/Fuel	10 – 40
Centrales Ciclo Combinado	10 – 50
Plantas y equipos de distribución:	
Red de alta tensión	15 – 50
Red de baja y media tensión	30 – 50
Equipos de medida y telecontrol	10 – 30
Subestaciones primarias	20 – 40

Los terrenos no se deprecian por tener una vida útil indefinida.

Por lo que respecta a las concesiones administrativas de las que son titulares las compañías eléctricas del Grupo, a continuación, se presenta detalle del período restante hasta su caducidad de aquellas concesiones que no tienen carácter indefinido:

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur (Distribución)	Argentina	1992	95 años	69 años
Enel Generación El Chocón S.A. (Generación)	Argentina	1993	30 años	5 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	2002	85 años	69 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	2000	87 años	69 años
EGP Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	1997	30 años	9 años
Enel Generación Fortaleza S.A (Generación)	Brasil	2001	30 años	13 años
Enel CIEN S.A. (CIEN - Línea 1)	Brasil	2000	20 años	2 años
Enel CIEN S.A. (CIEN - Línea 2)	Brasil	2002	20 años	4 años

En la medida en que el Grupo reconoce los activos como Propiedades, plantas y equipos, éstos se amortizan durante el período menor entre la vida económica o plazo concesional, cuando el beneficio económico del activo se limita a su uso durante el período de concesión.

Cualquier obligación de inversión, mejora o reposición asumida por el Grupo, se considera en los cálculos de deterioro de valor de las Propiedades, plantas y equipos como una salida de flujos futuros comprometidos de carácter contractual, necesarios para obtener las entradas de flujos de efectivo futuras.

La administración del Grupo evaluó las casuísticas específicas de cada una de las concesiones descritas anteriormente, que varían unas de otras dependiendo el país, negocio y jurisprudencia legal, y concluyó que, con excepción de CIEN, no existen factores determinantes que indiquen que el concedente, que en todos los casos corresponde a un ente gubernamental, tiene el control sobre la infraestructura y, simultáneamente, puede determinar de forma permanente el precio del servicio. Estos requisitos son indispensables para aplicar la CINIIF 12 *Acuerdos de Concesión de Servicios*, interpretación que establece cómo registrar y valorizar cierto tipo de concesiones (las que son del alcance de esta norma se presentan en Nota 4.c.1).

El 19 de abril de 2011, la subsidiaria CIEN completó exitosamente el cambio en su modelo de negocios. Mediante el nuevo acuerdo, el Gobierno continúa controlando la infraestructura, pero CIEN obtiene una remuneración fija que la equipara a una concesión pública de transmisión (precio regulado). Bajo este esquema sus concesiones califican dentro del alcance de CINIIF 12, sin embargo, el inmovilizado no ha sido dado de baja en consideración a que CIEN no ha transferido, sustancialmente, los riesgos y beneficios significativos al Gobierno de Brasil.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de Propiedades, 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 correspondientes.

b) Plusvalía

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio), surgida en combinaciones de negocios y reflejada en la consolidación, representa el exceso de valor de la contraprestación transferida más el importe de cualquier participación no controladora sobre el neto de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos, medidos a valor razonable en la fecha de adquisición de la subsidiaria. Durante el período de medición de la combinación de negocios, la plusvalía puede ser ajustada producto de cambios en los montos provisionales reconocidos de los activos adquiridos y pasivos asumidos (ver Nota 2.7.1).

La plusvalía surgida en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta de la moneda funcional de la matriz se valora en la moneda funcional de la sociedad adquirida, realizándose la conversión al dólar estadounidense al tipo de cambio vigente a la fecha del estado de situación financiera.

Tras el reconocimiento inicial, la plusvalía no se amortiza, sino que, al cierre de cada ejercicio contable, o cuando existan indicios, se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al registro del deterioro en el resultado del período (ver Nota 4.d).

c) Activos intangibles distintos de la plusvalía

Los activos intangibles se reconocen inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su 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, salvo aquellos con vida útil indefinida, en los cuales no aplica la amortización. Al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, no existen activos intangibles con vida útil indefinida por montos significativos.

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 períodos anteriores se explican en la letra d) de esta Nota.

Un activo intangible se da de baja cuando se enajene o disponga de la misma por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas de activos intangibles, se reconocen en los resultados del período y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

c.1) Concesiones

Los acuerdos de concesión de servicios públicos a un operador privado, se registran atendiendo a lo establecido en la CINIIF 12 *Acuerdos de Concesión de Servicios*. Esta interpretación contable aplica si:

- a) La concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador con la infraestructura, a quién debe suministrarlos y a qué precio; y
- b) La concedente controla - a través de la propiedad, del derecho de usufructo o de otra manera - cualquier participación residual significativa en la infraestructura al final del plazo del acuerdo.

De cumplirse simultáneamente con las condiciones expuestas anteriormente, la contraprestación recibida por el Grupo por la construcción de la infraestructura se reconoce por el valor razonable de la misma como:

- un activo intangible en la medida que el operador recibe un derecho a efectuar cargos a los usuarios del servicio público, siempre y cuando estos derechos estén condicionados al grado de uso del servicio; o
- un activo financiero, en la medida en que exista un derecho contractual incondicional a recibir efectivo u otro activo financiero ya sea directamente del cedente o de un tercero.

Las obligaciones contractuales asumidas por el Grupo para el mantenimiento de la infraestructura durante su explotación, o por su devolución al cedente al final del acuerdo de concesión en las condiciones especificadas en el mismo, en la medida en que no suponga una actividad que genera ingresos, se reconoce siguiendo la política contable de provisiones (ver Nota 4.I).

Los gastos financieros se activan siguiendo los criterios establecidos en la letra a) de esta Nota, siempre y cuando el operador de la concesión tenga un derecho contractual para recibir un activo intangible.

Las subsidiarias de Enel Américas que han reconocido un activo intangible y/o un activo financiero por sus acuerdos de concesión son las siguientes:

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla) (Distribución) (*)	Brasil	1996	30 años	8 años
Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce) (Distribución) (*)	Brasil	1997	30 años	10 años
Enel Distribución Goiás S.A. (Distribución) (*)	Brasil	2015	30 años	26 años
Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande) (**)	Brasil	2017	30 años	30 años
Eletropaulo Metropolitana de Eletricidade de Sao Paulo S.A. (*)	Brasil	1998	30 años	10 años

(*) Se ha reconocido un activo intangible y un activo financiero a valor razonable con cambios en resultados, dado que una parte de los derechos adquiridos por estas subsidiarias son incondicionales (ver Notas 4.f.1 y Nota 10).

(**) Considerando que todos los derechos adquiridos por esta filial son incondicionales, se ha reconocido únicamente un activo financiero a costo amortizado por esta concesión (ver Nota 2.4.1, Nota 4.f.1 y Nota 10).

Al final de cada período de concesión, esta puede ser renovada a discreción de la autoridad otorgante, de lo contrario todos los activos e instalaciones serán devueltos al Gobierno o a quien éste designe, una vez reembolsadas las inversiones realizadas pendientes de amortizar.

c.2) Gastos de investigación y desarrollo

El Grupo registra 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 costos de investigación se registran como gasto en el estado de resultados integrales consolidado en el período en que se incurran.

c.3) Otros activos intangibles

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

Los programas informáticos se amortizan, en promedio, en 5 años. Las servidumbres de paso y los derechos de agua en algunos casos tienen vida útil indefinida, y por lo tanto no se amortizan, y en otros tienen una vida útil que, dependiendo las características propias de cada caso, varía en un rango cercano a los 40 o 60 años, plazo que es utilizado para efectuar su amortización.

d) Deterioro del valor de los activos no financieros

A lo largo del ejercicio y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, el Grupo 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.

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, en el caso de las UGEs a las que se han asignado plusvalías o activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática al cierre de cada ejercicio.

El monto recuperable es el mayor entre el valor razonable menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor recuperable de las propiedades, plantas y equipos, de la plusvalía, y del activo intangible a nivel de cada UGE, el valor en uso es el enfoque utilizado por el Grupo en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso de las UGEs, 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 del Grupo sobre los ingresos y costos de las UGEs utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

En general, estas proyecciones cubren los próximos cinco 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 y país del que se trate. Al 31 de diciembre de 2017, las tasas utilizadas para extrapolar las proyecciones fueron las que a continuación se detallan:

País	Moneda	Tasas de crecimiento (g)
		31-12-2017
Argentina	Peso argentino	11%
Brasil	Real	4,2%
Perú	Sol	2,5%
Colombia	Peso colombiano	3,4%

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos que recoge el costo de capital del negocio y del área geográfica en que se desarrolla. 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 y zona geográfica.

Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales, aplicadas a las proyecciones vigentes al 31 de diciembre de 2017, fueron las siguientes:

País	Moneda	31-12-2017	
		Mínimo	Máximo
Argentina	Peso argentino	25,5%	39,6%
Brasil	Real	9,7%	23,7%
Perú	Sol	8,0%	11,5%
Colombia	Peso colombiano	7,8%	8,7%

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 integrales consolidado. 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 períodos anteriores para un activo, distinto de la plusvalía, son reversadas sí, y sólo sí, se han producido cambios en las estimaciones utilizadas para determinar el valor del mismo. Si así fuera el caso, se aumenta el valor del activo hasta su monto recuperable con abono a resultados, con el límite del valor en libros que el activo podría haber tenido (neto de amortización o depreciación) si no se hubiese reconocido

la pérdida por deterioro en períodos anteriores. En el caso de las plusvalías, las pérdidas por deterioro de valor reconocidas no son reversadas en períodos posteriores.

La reexpresión de los estados financieros de las sociedades Argentinas por efecto del ajuste de inflación (ver Nota 8), dio origen al reconocimiento de una provisión por deterioro en nuestra subsidiaria Enel Generación Costanera S.A., producto de la diferencia negativa entre el valor recuperable de la compañía y el valor libro de sus activos reexpresados. La pérdida por deterioro, registrada al 1 de enero de 2018, ascendió a MUS\$76.658.

Al 30 de septiembre de 2018, se ha realizado una revisión de los valores recuperables de las UGEs argentinas y de las variables macro correspondientes, no identificándose indicios o evidencia suficiente que hagan necesario el registro de nuevas provisiones por deterioro o el reverso de la existente.

e) Arrendamientos

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, Enel Américas 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 dicha 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.

f) Instrumentos financieros

Un instrumento financiero es cualquier contrato que dé lugar, simultáneamente, a un activo financiero en una entidad y a un pasivo financiero o a un instrumento de patrimonio en otra entidad.

f.1) Activos financieros no derivados

El Grupo clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver Notas 4.h y 15) y los activos no corrientes mantenidos para la venta (Ver Nota 4.j), en tres categorías:

(i) Costo amortizado:

Se incluyen en esta categoría aquellos activos financieros que cumplan las siguientes condiciones (i) el modelo de negocio que lo sustenta tiene como objetivo mantener los activos financieros para obtener los flujos de efectivo contractuales y, a su vez, (ii) las condiciones contractuales de los activos financieros dan lugar en fechas específicas únicamente a flujos de efectivo compuestos por pagos de principal e intereses (criterio SPPI).

Los activos financieros que cumplen con las condiciones establecidas en NIIF 9, para ser valorizadas al costo amortizado en el Grupo son: equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar, y préstamos. Estos activos se registran a costo amortizado, correspondiendo éste al valor razonable inicial, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método de la tasa de interés efectiva.

El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un activo o un pasivo financiero (o de un grupo de activos o pasivos financieros) y de imputación del ingreso o gasto financiero a lo largo

del período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un período más corto) con el monto neto en libros del activo o pasivo financiero.

(ii) Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en otros resultados integrales:

Se incluyen en esta categoría aquellos activos financieros que cumplan las siguientes condiciones: (i) se clasifican dentro de un modelo de negocio, cuyo objetivo es mantener los activos financieros tanto para cobrar los flujos de efectivo contractuales como para venderlos y, a su vez, (ii) las condiciones contractuales cumplen con el criterio SPPI.

Estas inversiones se reconocen en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable cuando es posible determinarlo de forma fiable. En el caso de participaciones en sociedades no cotizadas o que tienen muy poca liquidez, normalmente el valor razonable no es posible determinarlo de forma fiable, por lo que, cuando se da esta circunstancia, se valoran por su costo de adquisición o por un monto inferior si existe evidencia de su deterioro.

Las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal, se registran en el estado de resultados integrales consolidado: Otros resultados integrales, hasta el momento en que se produce la enajenación de estas inversiones, momento en el que el monto acumulado en este rubro es imputado íntegramente en la ganancia o pérdida del período.

En caso de que el valor razonable sea inferior al costo de adquisición, si existe una evidencia objetiva de que el activo ha sufrido un deterioro que no pueda considerarse temporal, la diferencia se registra directamente en pérdidas del período.

(iii) Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados:

Se incluye en esta categoría la cartera de negociación, aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable y los activos financieros que no cumplen con las condiciones para ser clasificados en las dos categorías anteriores.

Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.

Las compras y ventas de activos financieros se contabilizan utilizando la fecha de negociación.

f.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación consolidado 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 de su valor.

f.3) Deterioro de valor de los activos financieros

Siguiendo los requerimientos de NIIF 9, el Grupo aplica un modelo deterioro de valor que se basa en pérdidas crediticias esperadas. Este modelo se aplica a los activos financieros medidos a costo amortizado o medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral, excepto por las inversiones en instrumentos de patrimonio.

Las provisiones por deterioro se miden en base a:

- las pérdidas crediticias esperadas en los próximos 12 meses, o
- las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo, si en la fecha de presentación de los estados financieros se produjera un aumento significativo en el riesgo crediticio de un instrumento financiero, desde el reconocimiento inicial.

El Grupo aplica un enfoque simplificado para cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, de modo que el deterioro se registre siempre en referencia a las pérdidas esperadas durante toda la vida del activo.

f.4) Pasivos financieros excepto derivados

Los pasivos financieros se registran inicialmente a valor razonable, neto de los costos incurridos en la transacción. En períodos posteriores, estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva (ver Nota 4.f.1).

En el caso particular de que los pasivos sean el subyacente de un derivado de cobertura de valor razonable, como excepción, se valoran por su valor razonable por la parte del riesgo cubierto.

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la Nota 21, ésta ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, "deuda fija") y deuda a tasa de interés variable (en adelante, "deuda variable"). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada período en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

f.5) Derivados y operaciones de cobertura

Los derivados mantenidos por el Grupo corresponden fundamentalmente a operaciones contratadas con el fin de cubrir el riesgo de tasa de interés y/o de tipo de cambio, que tienen como objetivo eliminar o reducir significativamente estos riesgos en las operaciones subyacentes que son objeto de cobertura.

Los derivados se registran por su valor razonable en la fecha del estado de situación financiera. En el caso de derivados financieros, si su valor es positivo se registran en el rubro "Otros activos financieros" y si es negativo en el rubro "Otros pasivos financieros". Si se trata de derivados sobre commodities, el valor positivo se registra en el rubro "Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar" y si es negativo en el rubro "Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar".

Los cambios en el valor razonable se registran directamente en resultados, salvo en el caso de que el derivado haya sido designado contablemente como instrumento de cobertura y se den todas las condiciones establecidas por las NIIF para aplicar contabilidad de cobertura, en cuyo caso su registro es el siguiente:

- **Coberturas de valor razonable:** la parte del subyacente para la que se está cubriendo el riesgo se valora por su valor razonable al igual que el instrumento de cobertura, registrándose en el estado de resultados integrales las variaciones de valor de ambos, neteando los efectos en el mismo rubro del estado de resultados integrales.
- **Coberturas de flujos de efectivo:** los cambios en el valor razonable de los derivados se registran, en la parte en que dichas coberturas son efectivas, en una reserva del Patrimonio Total denominada "Coberturas de flujo de caja". La pérdida o ganancia acumulada en dicho rubro se traspasa al estado de resultados integrales en la medida que el subyacente tiene impacto en el estado de resultados integrales por el riesgo cubierto, neteando dicho efecto en el mismo rubro del estado de resultados integrales. Los resultados correspondientes a la parte ineficaz de las coberturas se registran directamente en el estado de resultados integrales.

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 coberturas, 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 produzca una transacción proyectada la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere inmediatamente al estado de resultados.

El Grupo no aplica contabilidad de cobertura sobre sus inversiones en el exterior.

Como norma general, los contratos de compra o venta a largo plazo de “commodities” se valorizan en el estado de situación financiera por su valor razonable en la fecha de cierre, registrando las diferencias de valor directamente en resultados, excepto cuando se den todas las condiciones que se mencionan a continuación:

- La única finalidad del contrato es el uso propio, entendiéndose por tal, en el caso de los contratos de compras de combustible su uso para la generación de electricidad, en los de compra de electricidad para comercialización, su venta a clientes finales y en los de venta de electricidad, la venta al cliente final.
- Las proyecciones futuras del Grupo justifican la existencia de estos contratos con la finalidad de uso propio.
- La experiencia pasada de los contratos demuestra que se han utilizado para uso propio, excepto en aquellos casos esporádicos en que haya sido necesario otro uso por motivos excepcionales o asociados con la gestión logística fuera del control y de la proyección del Grupo.
- El contrato no estipule su liquidación por diferencia, ni haya habido una práctica de liquidar por diferencias contratos similares en el pasado.

Los contratos de compra o venta a largo plazo de “commodities” que mantiene formalizados el Grupo, fundamentalmente de electricidad, combustible y otros insumos, cumplen con las características descritas anteriormente. Así, los contratos de compras de combustibles tienen como propósito utilizarlos para la generación de electricidad, los de compra de electricidad se utilizan para concretar ventas a clientes finales, y los de venta de electricidad para la colocación de producción propia.

El Grupo también evalúa la existencia de derivados implícitos en contratos e instrumentos financieros para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal siempre que el conjunto no esté siendo contabilizado a valor razonable. En caso de no estar estrechamente relacionados, son registrados separadamente contabilizando las variaciones de valor directamente en el estado de resultados integrales.

f.6) Baja de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

- Los derechos a recibir flujos de efectivo relacionados con los activos han vencido o se han transferido o, aun reteniéndolos, se han asumido obligaciones contractuales que determinan el pago de dichos flujos a uno o más receptores.
- La sociedad ha traspasado sustancialmente los riesgos y beneficios derivados de su titularidad o, si no los ha cedido ni retenido de manera sustancial, cuando no retenga el control de activo.

Las transacciones en las que el Grupo retiene de manera sustancial todos los riesgos y beneficios, que son inherentes a la propiedad de un activo financiero cedido, se registran como un pasivo de la contraprestación recibida. Los gastos de la transacción se registran en resultados siguiendo el método de la tasa de interés efectiva (ver 4.f.1).

Los pasivos financieros son dados de baja cuando se extinguen, es decir, cuando la obligación derivada del pasivo haya sido pagada, cancelada o bien haya expirado.

f.7) Compensación de activos y pasivos financieros

El Grupo compensa activos y pasivos financieros, y el monto neto se presenta en el estado de situación financiera, sólo cuando:

- existe un derecho, exigible legalmente, de compensar los montos reconocidos; y
- existe la intención de liquidar sobre una base neta, o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

Estos derechos sólo pueden ser legalmente exigibles dentro del curso normal del negocio, o bien en caso de incumplimiento, de insolvencia o de quiebra, de una o de todas las contrapartes.

f.8) Contratos de garantías financieras

Los contratos de garantías financieras, entendiendo como tales las garantías concedidas por el Grupo a favor de terceros, se reconocen inicialmente por su valor razonable, ajustando los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la emisión de la garantía.

Con posterioridad a su reconocimiento inicial, los contratos de garantías financieras se valoran al mayor de:

- el valor del pasivo determinado de acuerdo con la política contable de provisiones de la Nota 4.l; y
- el valor del activo inicialmente reconocido menos, cuando proceda, la amortización acumulada registrada de acuerdo con política de reconocimientos de ingresos (ver Nota 4.p).

g) Medición 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 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 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: Inputs 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").

Nivel 3: Inputs para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado (inputs 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 de la compañía.
- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, el Grupo utiliza para su valoración la metodología de flujos de caja descontados y modelos de valoración de opciones generalmente aceptados, basándose en las condiciones del mercado, tanto de contado como de futuros a la fecha de cierre de los estados financieros, incluyendo asimismo un ajuste por riesgo de crédito propio o "Debt Valuation Adjustment (DVA)" y el riesgo de contraparte o "Credit Valuation Adjustment (CVA)". La medición del "Credit Valuation Adjustment (CVA)" / "Debt Valuation Adjustment (DVA)" se realiza basándose en la exposición potencial futura del instrumento (posición acreedora u deudora) y el perfil de riesgo de las contrapartes y el 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.

Los activos y pasivos registrados a valor razonable se presentan en Nota 22.3.

h) 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, a menos que existan indicadores 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".

Las Sociedades clasificadas como "Asociadas y Negocios Conjuntos" (ver Nota 2.5 y 2.6 respectivamente) de los presentes estados financieros consolidados intermedios son valorizadas por este método.

i) Inventarios

Los inventarios se valoran al precio medio ponderado de adquisición o valor neto de realización si éste es inferior.

El valor neto de realización es el precio de venta estimado del activo en el curso normal de la operación, menos los costos de venta aplicables.

Los costos incluyen el precio de compra más los costos incurridos necesarios para darles su condición y ubicación actuales, netos de descuentos comerciales y otras rebajas.

j) Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas

Los activos no corrientes, incluyendo las propiedades, planta y equipo, activos intangibles, inversiones en asociadas y negocios conjuntos, y los grupos de activos para su disposición (grupo de activos que se van a enajenar o distribuir junto con sus pasivos directamente asociados) se clasifican como:

- mantenidos para la venta si su valor en libros se recuperará fundamentalmente a través de una transacción de venta en lugar de por su uso continuado; o
- mantenidos para distribuir a los propietarios cuando la entidad se compromete a distribuir los activos (o grupo de activos para su disposición) a los propietarios.

Para la clasificación anterior, los activos deben estar disponibles para la venta o distribución inmediata en sus condiciones actuales y la venta o distribución debe ser altamente probable. Para que la transacción se considere altamente probable la Gerencia debe estar comprometida con un plan de venta o distribución y debe haberse iniciado las acciones necesarias para completar dicho plan. Así mismo debe esperarse que la venta o distribución estén finalizadas en un año a partir de la fecha de clasificación.

Las actividades requeridas para completar el plan la venta o distribución deben indicar que es improbable que puedan realizarse cambios significativos en el plan, o que el mismo vaya a ser cancelado. La probabilidad de

aprobación por los accionistas (si se requiere en la jurisdicción) debe considerarse como parte de la evaluación de si la venta o distribución es altamente probable.

Los activos o grupos sujetos a desapropiación clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios se miden al menor valor entre su valor en libros o su valor razonable menos los costos de venta o distribución.

La depreciación y amortización de estos activos cesan cuando se cumplen los criterios para ser clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios.

Los activos que dejen de estar clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios, o dejen de formar parte de un grupo de activos para su disposición, son valorados al menor de su valor en libros antes de su clasificación, menos las depreciaciones, amortizaciones o revalorizaciones que se hubieran reconocido si no se hubieran clasificado como tales, y el valor recuperable en la fecha en que se reclasifican como activos no corrientes.

Los activos no corrientes y los componentes de grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios se presentan en el estado de situación financiera consolidado 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 o como mantenidos para distribuir a los propietarios" y respectivos pasivos en una única línea denominada "Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios".

Una operación discontinuada es un componente del Grupo que ha sido dispuesto, o bien que ha sido clasificado como mantenido para la venta, y

- representa una línea de negocio o un área geográfica, que es significativa y puede considerarse separada del resto;
- forma parte de un plan individual y coordinado para disponer de una línea de negocio o de un área geográfica de la operación que sea significativa y pueda considerarse separada del resto; o
- es una entidad subsidiaria adquirida exclusivamente con la finalidad de revenderla.

Los resultados después de impuestos de las operaciones discontinuadas se presentan en una única línea del estado de resultados integral denominada "Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas", así como también la ganancia o pérdida reconocida por la medición a valor razonable menos los costos de venta o por la disposición de los activos o grupos para su disposición que constituyan la operación discontinuada.

k) Acciones propias en cartera

Las acciones propias en cartera se presentan rebajando el rubro "Patrimonio Total" del estado de situación financiera consolidado y son valoradas a su costo de adquisición.

Los beneficios y pérdidas obtenidos por las sociedades en la enajenación de estas acciones propias se registran directamente en el Patrimonio Total: "Ganancias (pérdida) acumuladas", sin afectar la ganancia o pérdida del período.

l) Provisiones

Las provisiones se reconocen cuando el Grupo tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un evento pasado, es probable un desembolso de beneficios económicos que será requerido para liquidar la obligación, y se puede realizar una estimación confiable del monto de la obligación.

El monto reconocido como provisión es la mejor estimación de la consideración requerida para liquidar la obligación presente en la fecha de emisión de los estados financieros, teniendo en consideración los riesgos e incertidumbres que rodean a la obligación. Cuando una provisión se mide utilizando flujos de caja estimados para liquidar la obligación presente, su valor libros es el valor presente de esos flujos de caja (cuando el efecto del valor del dinero en el tiempo es importante). El devengo del descuento se reconoce como gasto financiero. Los costos legales incrementales esperados a ser incurridos en la resolución de la reclamación legal se incluyen en la medición de la provisión.

Las provisiones son revisadas al cierre de cada período de reporte y son ajustadas para reflejar la mejor estimación actual. Si ya no es probable que se requerirá un desembolso de beneficios económicos para liquidar la obligación, la provisión es reversada.

Un pasivo contingente no implica el reconocimiento de una provisión. Los costos legales esperados a ser incurridos en la defensa de la reclamación legal son llevados a resultados cuando se incurre en ellos. Los pasivos contingentes significativos son revelados a menos que la probabilidad de un desembolso de beneficios económicos sea remota.

I.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares

Algunas de las empresas del Grupo tienen contraídos compromisos por pensiones y otros similares con sus trabajadores. Dichos compromisos, tanto de prestación definida como de aportación definida, están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones, excepto en lo relativo a determinadas prestaciones en especie, fundamentalmente los compromisos de suministro de energía eléctrica, para los cuales, dada su naturaleza, no se ha llevado a cabo la externalización y su cobertura se realiza mediante la correspondiente provisión interna.

Para los planes de prestación definida, las sociedades registran el gasto correspondiente a estos compromisos siguiendo el criterio del devengo durante la vida laboral de los empleados mediante la realización, a la fecha de los estados financieros, de los oportunos 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, una vez deducido el valor razonable de los activos aptos afectos a los distintos planes, cuando es aplicable.

Para cada uno de los planes, si la diferencia entre el pasivo actuarial por los servicios pasados y los activos afectos al plan es positiva, esta diferencia se registra en el rubro "Provisiones por beneficios a los empleados" del pasivo del estado de situación financiera y si es negativa en el rubro "Otros activos financieros" del estado de situación financiera, siempre que dicha diferencia sea recuperable para el Grupo normalmente mediante deducción en las aportaciones futuras, teniendo en cuenta las limitaciones establecidas por la CINIIF 14 "NIC 19 Límite de un activo por prestaciones definidas, obligación de mantener un nivel mínimo de financiación y su iteración".

Las pérdidas y ganancias actuariales surgidas en la valoración, tanto de los pasivos como de los activos afectos a estos planes, incluido en límite establecido en la CINIIF 14, se registran directamente como componente de "Otro resultado integral".

Las contribuciones a planes de aportación definida se reconocen como gasto conforme los empleados prestan sus servicios.

m) Conversión de saldos en moneda extranjera

Las operaciones que realiza cada sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el período, 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 período, 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.

El Grupo ha establecido una política de cobertura de la parte de los ingresos de las subsidiarias que están directamente vinculadas a la evolución del dólar norteamericano, mediante la obtención de financiación en esta última moneda. Las diferencias de cambio de esta deuda, al tratarse de operaciones de cobertura de flujos de caja, se registran como un componente de "Otro Resultado Integral", netas de su efecto impositivo, en una cuenta de reservas en el patrimonio, registrándose en resultados en el plazo en que se realizarán los flujos de caja cubiertos. Este plazo se ha estimado en diez años.

n) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera consolidado adjunto, los saldos se podrían clasificar en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, excepto por las provisiones por obligaciones post empleo y otras similares, y como no corrientes, los de vencimiento superior a dicho período. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como no corrientes.

En el caso que existiese obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo esté asegurado a discreción de la Sociedad, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se podrían clasificar como pasivos no corrientes.

o) Impuesto a las ganancias

El gasto por impuesto a las ganancias del ejercicio, se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades del Grupo y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del ejercicio, una vez aplicadas las deducciones que tributariamente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones. 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 en vigor cuando los activos y pasivos se realicen, considerando para tal efecto las tasas que al final del período sobre el que se informa hayan sido aprobadas o para las cuales se encuentre prácticamente terminado el proceso de aprobación.

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 por impuesto diferido relativo a la diferencia temporaria deducible, surja del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que:

- no es una combinación de negocios; y
- 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 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 subsidiarias, 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.

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, y se efectúan correcciones necesarias en función del resultado de este análisis.

Los activos por impuestos diferidos y los pasivos por impuestos diferidos se compensan 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.

p) Reconocimiento de ingresos y gastos

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 período, 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.

El Grupo analiza y toma en consideración todos los hechos y circunstancias relevantes al aplicar cada paso del modelo establecido por NIIF 15 a los contratos con sus clientes: (i) identificación del contrato, (ii) identificar obligaciones de desempeño, (iii) determinar el precio de la transacción, (iv) asignar el precio, y (v) reconocer el ingreso.

Además, el Grupo también evalúa la existencia de costos incrementales de la obtención de un contrato y los costos directamente relacionados con el cumplimiento de un contrato.

Enel Américas reconoce los ingresos cuando se han cumplido satisfactoriamente los pasos establecidos en la NIIF 15 y es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la compañía.

Los ingresos y gastos se imputan en función del criterio del devengo y, en función del tipo de transacción, se siguen los siguientes criterios para su reconocimiento:

- Generación y transmisión de energía eléctrica: los ingresos se registran de acuerdo a las entregas físicas de energía y potencia, a los precios establecidos en los respectivos contratos, a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente o al costo marginal determinado en el mercado spot, según sea el caso. Estos ingresos incluyen una estimación del servicio suministrado y no facturado, hasta la fecha de cierre de los estados financieros (ver Nota 2.3).
- Distribución 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 (ver Nota 2.3).
- 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 ingresos ordinarios procedentes de la venta de bienes se contabilizan atendiendo al fondo económico de la operación y se reconocen cuando se cumplen todas y cada una de las siguientes condiciones:

- se han transferido al cliente los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de los bienes;
- la entidad no conserva para sí ninguna implicación en la gestión de los bienes vendidos, en el grado usualmente asociado con la propiedad, ni retiene el control efectivo sobre los mismos;
- el monto de los ingresos ordinarios puede medirse con fiabilidad,
- es probable que los beneficios económicos asociados con la transacción fluyan hacia la entidad; y
- los costos incurridos, o por incurrir, asociados con la transacción pueden ser medidos con fiabilidad.

En contratos en los que el Grupo realizará múltiples actividades generadoras de ingresos (contratos de elementos múltiples), el criterio de reconocimiento será de aplicación a cada componente separado identificable de la transacción, con el fin de reflejar la sustancia de la transacción, o de dos o más transacciones conjuntamente, cuando estas están vinculadas de tal manera que el efecto comercial no puede ser entendido sin referencia al conjunto completo de transacciones. El Grupo excluye de la cifra de ingresos ordinarios aquellas entradas brutas de beneficios económicos recibidas cuando actúa como agente o comisionista por cuenta de terceros, registrando únicamente como ingresos ordinarios los correspondientes a su propia actividad.

La Compañía determinará y revelará el monto agregado del precio de la transacción asignado a las obligaciones de desempeño no satisfechas (o parcialmente no satisfechas) al final del período sobre el que se informa. Sin embargo, la Compañía decidió aplicar las exenciones de divulgación opcionales de acuerdo con el expediente práctico previsto en la NIIF 15.

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.

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 gastos se reconocen atendiendo a su devengo, de forma inmediata en el supuesto de desembolsos que no vayan a generar beneficios económicos futuros o cuando no cumplen los requisitos necesarios para registrarlos contablemente como activo.

q) Ganancia (pérdida) por acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del período atribuible a la Sociedad Matriz y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder del Grupo, si en alguna ocasión fuere el caso.

La ganancia básica por acción de operaciones continuadas y discontinuadas se calculan como el cociente entre la ganancia (pérdida) después de impuestos procedente de operaciones continuadas y discontinuadas, respectivamente, deducido la parte del mismo correspondiente a las participaciones no controladoras, y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la Sociedad Matriz en circulación durante el período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder del Grupo.

r) Dividendos

El artículo N° 79 de la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas de Chile establece que, salvo acuerdo diferente adoptado en la junta respectiva, por la unanimidad de las acciones emitidas, las sociedades anónimas abiertas deberán distribuir anualmente como dividendo en dinero a sus accionistas, a prorrata de sus acciones o en la proporción que establezcan los estatutos si hubiere acciones preferidas, a lo menos el 30% de las utilidades líquidas de cada ejercicio, excepto cuando corresponda absorber pérdidas acumuladas provenientes de ejercicios anteriores.

Considerando que lograr un acuerdo unánime, dado la atomizada composición accionaria del capital social de Enel Américas, es prácticamente imposible, al cierre de cada año se determina el monto de la obligación por dividendo mínimo 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 “Patrimonio Total” en el momento de su aprobación por el órgano competente, que en el primer caso normalmente es el Directorio de la Sociedad, mientras que en el segundo la responsabilidad recae en la Junta General Ordinaria de Accionistas.

s) Gastos de emisión y colocación de acciones

Los gastos de emisión y colocación de acciones, en la medida que sean gastos incrementales directamente atribuibles a la transacción, se registran directamente en el patrimonio neto como una deducción de la cuenta “Primas de emisión”, netos de los efectos fiscales que corresponda. En el caso que la cuenta prima de emisión no tenga saldo, o que los costos señalados excedan su monto, éstos se registran en “Otras reservas”.

t) Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el período, determinados por el método directo, utilizando las siguientes expresiones en el sentido que figura a continuación:

- **Flujos de efectivo:** entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- **Actividades de operación:** son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios del Grupo, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.

- **Actividades de inversión:** las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- **Actividades de financiación:** actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio total y de los pasivos de carácter financiero.

u) Moneda funcional

La administración de la Sociedad ha concluido que la moneda del entorno económico principal en el que opera es el dólar de los Estados Unidos (US\$), tomando éste como su moneda funcional.

Dicha conclusión se basa en que el US\$ es la moneda que influye fundamentalmente en las actividades de financiamiento, emisiones de capital y flujos de efectivos y sus equivalentes. Debido a lo anterior, el US\$ refleja las transacciones, hechos y condiciones que subyacen y son relevantes para la el Grupo.

Toda la información presentada en dólares americanos, ha sido redondeada a la unidad de mil (MUS\$) o de millón (MMUS\$) más cercana, excepto cuando se indique de otra manera.

5. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

a) Marco regulatorio:

Argentina

Argentina ha dado señales de intervención en el mercado eléctrico desde que se produjo la crisis en el año 2002. Inicialmente la normativa contemplaba que el precio de venta de generadores a distribuidoras se obtenía de un cálculo centralizado del precio “spot”. Por su parte, el precio de compra de las distribuidoras era el promedio previsto para los próximos 6 meses, denominado Precio Estacional. Las diferencias entre el precio estacional (precio de compra) y el precio spot real (precio de venta) se liquidaban con cargo al Fondo Estacional que gestiona la Compañía Administradora del Mercado Mayorista de Electricidad (CAMMESA).

Sin embargo, después de la crisis de 2002, la autoridad modificó el criterio de fijación del precio interviniendo el sistema marginalista. Primero, mediante el cálculo del precio marginal sin considerar restricciones de gas. En efecto, a pesar de que el despacho de generación todavía se basa en los combustibles reales utilizados, la Resolución SE 240/2003 establece que para el cálculo del precio marginal se deben considerar todas las unidades de generación como si no tuvieran las restricciones vigentes de suministro de gas natural. Además, el valor del agua no se considera si su costo de oportunidad es más alto que el costo de la generación con gas natural. Y segundo, mediante el establecimiento de un límite en el precio spot de Arg\$120 por MWh. No obstante, los costos variables reales de las unidades térmicas que emplean combustibles líquidos son pagados por CAMMESA a través de los Sobrecostos Transitorios de Despacho.

Además de lo anterior, con base en la pesificación y devaluación de la economía, el pago por capacidad se redujo de US\$10 a Arg\$10 por MWhrp. Posteriormente, el pago por capacidad ha aumentado ligeramente a Arg\$12.

Por otra parte, la congelación de los precios que abonan las distribuidoras provocó un desfase frente a los costos reales de la generación, lo que significó que dichos costos se recuperaran a través de diversos tipos de acuerdos particulares en base a la normativa vigente.

En este contexto, el Gobierno anunció en 2012 su intención de modificar el actual marco regulatorio por uno basado en costo medio.

En marzo de 2013, se publicó la Resolución N° 95/2013 que introdujo importantes cambios en el régimen de remuneración de los generadores y fijó nuevos precios para la potencia según el tipo de tecnología y la disponibilidad y estableció nuevos valores para la remuneración de costos variables no combustibles, además de contemplar una remuneración adicional por la energía generada.

En mayo de 2013, las generadoras del Grupo (Enel Generación Costanera, Enel Generación El Chocón, y Dock Sud) adhirieron a los términos de la Resolución N° 95/2013.

La citada Resolución marca el final del concepto marginalista como sistema de remuneración en el mercado de generación de electricidad argentino y definió, en su lugar, una remuneración por tipo de tecnología y tamaño de las centrales, fijando para cada caso un reconocimiento de costos fijos (que se determinará en función del cumplimiento de disponibilidad) y costos variables más una remuneración adicional (estos dos conceptos se determinan en función de la energía generada). Parte de la remuneración adicional se consolida en un fideicomiso para inversiones futuras.

La gestión comercial y el despacho de combustible se centralizan en CAMMESA; los Contratos del Mercado Término no pueden ser prorrogados ni renovados y los Grandes Usuarios, una vez finalizados sus respectivos contratos, deberán adquirir su demanda de CAMMESA. No obstante, la Secretaría de Energía (“SE”) a través de la Nota SE 1807/13 abrió la posibilidad de que las generadoras puedan manifestar su intención de seguir manejando la gestión de cobranzas de la totalidad de su cartera de contratos, de esta manera se garantiza cierta caja y la permanencia de la relación con el cliente.

Adicionalmente, es importante mencionar que en el caso de Enel Generación Costanera, están vigentes los Contratos de Disponibilidad firmados en 2012, de los Ciclos Combinados (hasta el año 2015 y se logró su extensión para el año 2016) y de las Unidades Turbo vapor (hasta el año 2019), que permitirán a la empresa implementar un plan de inversiones en las unidades de generación de la Central Costanera, a efectos de optimizar la confiabilidad y disponibilidad de dicho equipamiento. Los acuerdos también contemplan el pago de las obligaciones del contrato de mantenimiento (Long Term Service Agreement “LTSA”) de los ciclos combinados de la central.

Los valores de la Resolución SE N° 95/2013 fueron actualizados anualmente por las Resoluciones SE N° 529/2014, N° 482/2015 y Resolución SEE N° 22/2016. La Res. SE N° 529/2014 crea una remuneración para mantenimientos no recurrentes para las centrales térmicas, y la Res. SE N° 482/2015 otorga una remuneración para mantenimientos no recurrentes también a las centrales hidroeléctricas. Adicionalmente, la Res. 482/2015 crea un nuevo cargo, de 15,8 \$/MWh para centrales térmicas y 6,3 \$/MWh para centrales hidráulicas, con el objetivo de financiar inversiones, con

aplicación de febrero de 2015 hasta diciembre de 2018 solo para aquellos generadores que participen en los proyectos.

Por otro lado, el 22 de marzo de 2016, la SE emitió la Resolución SEE N°21/16, la cual convocó a ofertar nueva capacidad de generación térmica para los períodos verano 2016/17; invierno 2017 y verano 2017/18. Dentro de los requerimientos, no podían ofertarse unidades preexistentes a la fecha de publicación de la resolución; que ya estuviesen interconectadas al Sistema Argentino de Interconexión ("SADI"); o que la potencia ofrecida ya estuviese comprometida en otros acuerdos con principio de ejecución. El contrato será con CAMMESA en representación de los agentes del MEM y su vigencia será por un período entre 5 a 10 años, con una remuneración denominada en US\$ por MW por mes para la potencia, y en US\$ por MWh para la energía eléctrica generada con cada combustible, siendo la prioridad de pago equivalente a la del pago de los combustibles líquidos. El suministro y el reconocimiento del costo de los combustibles se realizarán conforme la normativa vigente en cada momento. La capacidad mínima en cada punto de conexión no puede ser inferior a los 40 MW y debe contar preferentemente con capacidad dual de consumo de combustible, y con consumo específico máximo menor a 2.500 kcal/kWh. CAMMESA informará a título indicativo posibles localizaciones para generación entre 50 MW y 150MW. El orden de mérito de las ofertas será en función de los costos crecientes debiendo estar las fórmulas de evaluación disponibles para los oferentes.

El 14 de septiembre de 2016, se publicó en el Boletín Oficial el resultado de la Licitación de Nueva Generación Térmica, adjudicándose un total de 1.915 MW (de una oferta de más de 6000 MW). Cuatro ofertas propusieron entregar la nueva energía (545 MW de potencia) al Sistema Interconectado Nacional en el mes de diciembre de 2016; diez ofertas (685 MW) plantearon hacerlo en el primer trimestre de 2017, y cuatro ofertas (229 MW) en el segundo trimestre del año próximo. Además, unas 26 ofertas se comprometieron a entrar en servicio en el segundo semestre de 2017, y otras cinco durante 2018. Así mismo, mediante Nota SEE N° 355 se instruyó a CAMMESA a invitar a una mejora de los precios a cada una de las empresas cuyas ofertas se consideraron admisibles y no resultaron finalmente adjudicadas. Como resultado de esta ampliación se adjudicaron 956 MW adicionales en siete ofertas los que serían incorporados entre el 30 de enero y el 1 de diciembre de 2017. Por último, el 28 de octubre de 2016, mediante Resolución SEE 387/E/2016 la Secretaría de Energía Eléctrica instruyó a CAMMESA a suscribir dos proyectos adicionales por un total de 234 MW. Ninguna de las entidades del Grupo Enel Américas participó de la Licitación.

El 16 de noviembre de 2016, mediante Resoluciones SEE N° 420-16 y N° 455-16, la SE convocó a aquellas entidades interesadas en desarrollar proyectos de infraestructura que contribuyan a la reducción de costos en el Mercado Eléctrico Mayorista ("MEM") y al aumento de la confiabilidad en el Sistema Eléctrico Argentino, a manifestar su interés, considerando particularmente el aporte de los anteproyectos que se presenten con responsabilidad en el suministro de combustibles para la generación de energía eléctrica. El Grupo Enel ha presentado dos proyectos mutuamente excluyentes ubicados en el predio de Enel Generación Costanera, uno por 350 MW y otro por 415 MW. Se estima que el pliego para nuevos ciclos combinados sea emitido en los próximos meses, para cerrar la licitación en la primavera 2017. Por otro lado, mediante la Resolución SEE N° 287 - E/2017 del 10 de mayo de 2017, la Secretaría de Energía Eléctrica instruyó a CAMMESA a convocar a interesados a ofertar (Etapa I) nueva generación térmica de tecnología (a) cierre de ciclo combinado o (b) cogeneración, con compromiso de estar disponible para satisfacer la demanda en el MEM, adjuntando a la misma el Pliego de Bases y Condiciones correspondiente. Se presentaron 40 proyectos por un total de 4.597 MW. El día 25 de septiembre de 2017 se publica la Resolución SEE N° 820 adjudica 506 MW con un precio promedio de 17.769 US\$/MW-mes e instruye a CAMMESA a invitar a las restantes ofertas admitidas técnicamente a realizar una mejora en la oferta, con fecha límite de presentación el 06 de octubre y adjudicación el 13 de octubre de 2017 para que CAMMESA eleve su análisis a la Secretaría de Energía Eléctrica.

El 2 de febrero de 2017, se publicó la Resolución N°19/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica ("SEE") la cual reemplaza a la Resolución SEE N° 22/2016 y establece los lineamientos para la remuneración de las centrales de generación existentes. La Resolución N° 19/2017 define una remuneración mínima de potencia por tecnología y escala, adicionalmente para las unidades térmicas se establece la posibilidad de ofrecer compromisos de disponibilidad con una remuneración diferencial igual para todas las tecnologías. El generador térmico podrá declarar en cada período de verano, el valor de potencia firme a comprometer por cada unidad durante el lapso de tres años, pudiendo discriminar por período verano e invierno (se podrán hacer ajustes en el mismo período). Como excepción y para el año 2017, se habilita la declaración de "Compromisos de Disponibilidad Garantizada" junto con la información requerida para la Programación Estacional de Invierno, siendo su vigencia desde el 1 de mayo hasta el 31 de octubre de 2017. El generador firmará un contrato de Compromiso de Disponibilidad Garantizada cuya contraparte será CAMMESA, pero que podrá cederlo a la demanda conforme lo defina la SEE. La remuneración que recibirá una unidad con compromiso de potencia será proporcional a su cumplimiento, siendo el valor mínimo calculado en base al precio mínimo. Por otro lado, el generador térmico podrá ofrecer disponibilidad de potencia adicional para períodos bimestrales, que se podrán a subasta con un precio máximo.

Respecto a las centrales hidroeléctricas, se define un nuevo esquema para evaluar la potencia, basado en la potencia real disponible (implica un mayor valor de potencia a remunerar respecto a la normativa anterior). Asimismo, presentan un valor de potencia base, y uno adicional discriminado de mayo a octubre 2017, y otro a partir de noviembre 2017.

Los valores remunerativos de la Resolución N°19/2017 están denominados en dólares, y se convertirán a tipo de cambio publicado por el Banco Central de la República Argentina correspondiente al último día hábil, siendo los plazos de vencimiento aquellos establecidos en los procedimientos de CAMMESA. Posteriormente por nota del SEE, se establece que la conversión a pesos, se realizará al día anterior a la fecha de vencimiento, a partir de noviembre de 2017.

La resolución SEE N°1085/17, modifica, a partir del 1° de diciembre de 2017, la forma en que los agentes pagan por el uso del sistema de transporte (la remuneración del transportista no cambia porque fue fijada en su respectiva RTI), sintéticamente establece:

- Los costos asociados a la remuneración del transporte se repartirán en forma proporcional a la demanda.
- Los Agentes Generadores pagarán solo los cargos de conexión directos.
- Instruye a CAMMESA a que en 90 días proponga las modificaciones necesarias a los procedimientos comprendidos (normativa del MEM).

El miércoles 1 de agosto de 2018, se publicó la Resol ME N° 46, por medio de la cual se tomó la decisión de reducir de 5,20 a 4,20 dólares por MMBTU (en promedio) el precio del gas que se destina al segmento de generación eléctrica.

Asimismo se instruye a la SSEE a implementar un mecanismo competitivo para la provisión de gas para generación al precio máximo definido.

En ese sentido, la SSEE instruyó a CAMMESA a realizar las adquisiciones de gas natural en condiciones firmes e interrumpibles a través del Mercado Electrónico de Gas (MEGSA) para abastecimiento de la generación térmica.

Finalmente se licitó la modalidad de contratos interrumpibles para el período septiembre-diciembre de este año. El precio promedio de las ofertas fue de US\$ 3,69 por MMBTU, un 13% más barato que el precio de la Resol ME N° 46.

Brasil

Las legislaciones en Brasil permiten la participación de capitales privados en el sector eléctrico, defienden la libertad de empresa en competencia para la actividad de Generación y definen criterios para evitar que determinados niveles de concentración económica y/o prácticas de mercado conduzcan a un deterioro de la libre competencia.

Respecto de los planes indicativos de las autoridades, a partir de las necesidades de contratación declaradas por los agentes de Distribución, el Ministerio de Energía participa en la expansión del sistema eléctrico, definiendo, por un lado, las cuotas de capacidad por tecnología y promoviendo, por otro, licitaciones separadas para energías térmicas, hidráulicas o renovables o directamente licitando proyectos específicos. Por otro lado, la coordinación de la operación se realiza de manera centralizada, donde un operador independiente (Operador Nacional del Sistema – ONS) coordina el despacho de carga centralizado basado en costos variables de producción y busca garantizar el abastecimiento de la demanda a mínimo costo para el sistema. El precio al cual se liquidan las transacciones del mercado spot se denomina Precio de Liquidación de las Diferencias (PLD).

Las entidades generadoras están habilitadas para vender su energía mediante contratos en el mercado regulado o en el mercado libre y transar sus excedentes/déficits a través del mercado spot. El mercado libre está dirigido al segmento de grandes usuarios, con límite 3.000 kW o 500 si compran Energía Renovable No Convencional (“ERNC”).

En el mercado libre, las condiciones para la compra de energía son negociables entre los proveedores y sus clientes. En cambio, en el mercado regulado, donde operan las empresas de distribución, la compra de energía debe llevarse a cabo en virtud de un proceso de licitación coordinado por la entidad gubernamental Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”). De esta manera, el precio regulado de compra para la formación de tarifas a usuarios finales se basa en los precios medios de las licitaciones, existiendo procesos independientes de licitación de energía existente y de energía nueva. Las licitaciones de energía nueva contemplan contratos de largo plazo en que nuevos proyectos de generación deben cubrir los crecimientos de demanda previstos por las distribuidoras. Las licitaciones de energía existente consideran plazos de contratación menores y buscan cubrir las necesidades de contratación de las distribuidoras que surgen del vencimiento de contratos previos. Cada proceso de licitación es coordinado centralizadamente, la ANEEL define precios máximos y, como resultado, se firman contratos donde todas las distribuidoras participantes en el proceso compran a prorrata a cada uno de los generadores oferentes.

Los mecanismos regulatorios aseguran la creación de activos/pasivos regulatorios, cuya recomposición tarifaria para los déficits en 2014, ocurrirá a partir de los reajustes tarifarios en 2015 (marzo para Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla) y abril para Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce)). Dicho mecanismo existe desde 2001, y se llama Cuenta de Compensación de Valores de la Parcela A (CVA) cuyo objetivo es mantener constantes los márgenes operacionales para el concesionario por la vía de permitir ganancias tarifarias debido a los costos de la Parcela A.

La Cuenta de Compensación de Valores (“CVA”, por su sigla en portugués) ayuda a mantener la estabilidad en el mercado y permite la creación de costos diferidos, que es compensado a través de ajustes tarifarios basados en las tasas necesarias para compensar los déficits del año anterior.

En diciembre de 2014, las distribuidoras en Brasil, incluidas Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Ceará S.A., firmaron una adenda al contrato de concesión que permite que estos activos regulatorios (CVA’s y otros) sean parte de los activos indemnizables al fin de la concesión, en el caso de no ser posible en el tiempo la compensación a través de las tarifas. Así, en conformidad con IFRS, se permiten la contabilización de dichos activos regulatorios.

En 2014, Brasil mostró condiciones severas de sequía. En noviembre de 2014, el sistema alcanzó el máximo riesgo de racionamiento de energía. Los niveles promedios de los embalses fueron de un 1% por debajo del último racionamiento. Sin embargo, el Gobierno confirmó la no existencia de riesgo en el suministro.

Para cubrir el sobre costo de energía, el gobierno creó la cuenta ACR a través de préstamos bancarios los que serían cancelados dentro de dos años por medio de la tarifa. Hasta el 31 de diciembre de 2014, los distribuidores utilizaron un monto aproximado de R\$18.000 millones (aproximadamente Ch\$3,7 billones) de la cuenta ACR, sin embargo, no fue suficiente para cubrir todo el déficit. En marzo de 2015, fue aprobado un nuevo préstamo a la cuenta ACR, para cubrir el déficit de noviembre y diciembre de 2014, y una extensión del plazo de pago de todos los préstamos a 54 meses a partir de noviembre 2015.

En función de los descalces entre los costos reconocidos en la tarifa y los costos reales ajenos a la gestión de la distribuidora, e intensificados por los costos implícitos de la sequía, la ANEEL, en enero de 2015, comenzó la aplicación de un Sistema Tarifario denominado “Banderas Tarifarias” que aplica un cobro mensual adicional sobre la tarifa de los consumidores, siempre que el costo marginal del sistema sea superior al estándar reglamentario. El objetivo de la ANEEL es indicarle al consumidor una el costo de la generación del mes subsecuente, y anticipándole al Distribuidor un monto que solamente obtendría en el próximo proceso de ajuste tarifario.

El Sistema de Banderas Tarifarias está compuesto por tres niveles de colores de banderas: Rojo, Amarillo y Verde, de acuerdo a lo siguiente.

	Descripción	Aplicada cuando CMO (R\$/MWh)	Adicional en Tarifa (R\$/MWh)
Verde	Condiciones favorables de generación de energía	<200	Sin adicional
Amarilla	Condiciones de generación menos favorables	>200<388,48	+ 0,025
Roja	Condiciones más costosas de generación	>388,48	+ 0,045

Desde enero de 2015 hasta la fecha de reporte de estos estados financieros, los valores han estado cambiando en función de nuevas expectativas de costos futuro de la generación.

En resumen, con este sistema tarifario el costo de generación que actualmente es traspasado al cliente sólo una vez al año (cuando se realiza el reajuste tarifario anual), pasará a tener una variación mensual y con ello el cliente podrá gestionar mejor su consumo eléctrico. Es decir, los consumidores notarán un menor reajuste a sus tarifas, puesto que ya están pagando un mayor valor tarifario durante el mes. En resumen, el Sistema de Banderas establecido por la ANEEL, señala con precisión el costo real de la energía generada, lo que permite a los consumidores el uso consciente de la energía eléctrica.

A partir del 1 de febrero de 2016, la bandera Roja se separó en dos niveles: R\$3,00 y R\$4,50 aplicados a 100 kWh consumidos. También la bandera amarilla se redujo del valor de R\$2,50 a R\$1,50, aplicado a 100 kWh (y fracciones). La evolución positiva de la temporada de lluvias durante el año 2016, ha mejorado las condiciones hidrológicas, combinado con la reducción de la demanda y la adición de nuevas plantas para el sistema eléctrico brasileño, permitieron el cambio de color de banderas tarifarias en los últimos meses, en marzo y noviembre de 2016 la bandera fue de color amarillo y los otros meses de 2016 han sido de color verde.

A partir de 2017, los valores de las banderas son:

- Bandera tarifa verde: condiciones favorables de generación
- Bandera Tarifa amarilla: R\$2,00 por 100 (kWh)
- Bandera Tarifa rojo- nivel 1: R\$3,00 por 100 (kWh)
- Bandera Tarifa rojo- nivel 2: R\$3,50 por100 (kWh)
- Bandera tarifa verde: se activará en los próximos meses cuando el valor de la última planta de CVU para ser enviados es inferior a R \$211.28 / MWh;

Tarifa Bandera amarilla: se activará en los próximos meses cuando el valor de la última planta de CVU a comprobar es igual o superior a R\$211.28 / MWh e inferior a R\$422.56 / MWh; y

Tarifa señal de alerta: se activará en los próximos meses cuando el valor de la última planta de CVU a comprobar es igual o superior a R\$422.56 / MWh, según los siguientes niveles de aplicación:

Nivel 1: se activará en los próximos meses cuando el valor del costo unitario variable - CVU última planta a comprobar es igual o superior a R\$422.56 / MWh e inferior a R\$610 / MWh; y

Nivel 2: se disparará en los próximos meses cuando el valor de la variable de costo unitario - CVU última planta a comprobar es igual o mayor que el límite de R\$610 / MWh.

Hubo una alteración metodológica en la propuesta relativa a la métrica de accionamiento. Ahora el accionamiento de las banderas tiene en cuenta la definición de costo del riesgo hidrológico, donde hay relación indirecta entre la profundidad del déficit de generación hidráulica y el precio de la energía eléctrica de corto plazo. La composición de esas dos variables en sistema de gatillo hace que la recaudación prevista, con los valores propuestos, se acerque más a los costes incurridos.

A partir de noviembre de 2017, los valores de las banderas son:

- Bandera tarifa verde: condiciones favorables de generación
- Bandera Tarifa amarilla: R\$1,00 por 100 (kWh)
- Bandera Tarifa rojo- nivel 1: R\$3,00 por 100 (kWh)
- Bandera Tarifa rojo- nivel 2: R\$5 por 100 (kWh)

Subastas de energía de los últimos años

Respecto a las subastas de energía en régimen regulado, con el objetivo de recomponer la oferta de energía, se realizaron en 2015 seis subastas con energía asignada:

- 01 subasta A-1: 1.954 MW-medios, asignados a Hidro (94%), Biomasa (4%) y Gas (2%); desde 1 a 3 años de suministro de energía.
- 04 subastas A-3 y reserva:
 - 97 MW-medios, asignados a las Eólicas (30%) y Biomasa (70%), a un precio promedio R\$200 MWh;
 - 233 MW-medios, asignados al Solar a un precio promedio R\$301,8 MWh;
 - 314,3 MW-medios, asignados a las Eólicas (72%), Hidro (15%), Gas (7%) y Biomasa (6%) a un precio promedio R\$189 MWh.
 - 508 MW-medios, asignados a las Eólicas (52%) y Solar (48%), a un precio promedio R\$249 MWh.
- 01 subasta A-5: con 1.147 MW-medios, asignados a Gas (76%), Hidro (18%) y Biomasa (7%) a un precio promedio R\$259,2 MWh.

Adicionalmente, se realizó una Subasta de Contratación de Concesiones de Centrales Hidroeléctricas a través del régimen de cuota, en la cual el vendedor adjudica su energía firme (3.223 MW-medios) y potencia (6.061 MW) por un Ingreso Anual de la Operación en Generación.

En 2016, hubo dos subastas con el siguiente resultado:

- 01 subasta A-5: 202 MW-medios, asignados a Gas (2%), Hidro (58%) y Biomasa (40%) a un precio promedio R\$198,59 MWh.
- 01 subasta A-1: 21 MW-medios a un precio promedio de R\$118,15 MWh.

En 2017, hubo cuatro subastas: (i) A-4, el 18/12/2017, se subastó 2.202 MW de energía a un precio promedio de R \$ 144.51 por MWh (3% hidroeléctrica, 4% termoeléctrica, 16% viento y 77% solar); (ii) A-6, el 20/12/2017, con la subasta de 27,366 MW de energía a un precio promedio de R \$ 189,45 por MWh (3% hidroeléctrica, 72% termoeléctrica, 25% eólica); (iii) A-1 y A-2, el 22/12/2017, en la A-1 fueron 288 MW de energía promedio comercializada a un precio promedio de R \$ 177,46 por MWh y en la A-2 fueron 423 MW de energía operado a un precio promedio de R \$ 174.52 por MWh.

En 2018, hubo dos subastas con el siguiente resultado:

- 01 subasta A-4: 356,19 MW-medios, asignados a Hidro (6,6%), Biomasa (9,7%), Eólica (16,2%) y Solar (67,5%) a un precio promedio R\$124,75 MWh.
- 01 subasta A-6: 1.228,59 MW-medios, asignados a Gas (26,6%), Hidro (18,9%), Biomasa (0,9%) y Eólica (53,6%) a un precio promedio R\$140,87 MWh.

Hasta el fin de 2018 habrá más dos subastas de energía para la energía existente (plantas en producción): A-1 y A-2.

Cuenta de Desarrollo Energético (CDE)

Creada por la Ley 10.438 en el año 2002, la CDE es un fondo del gobierno que tiene como finalidad proporcionar el desarrollo de energía de fuentes alternativas, promueve la globalización del servicio de la energía y subsidia a los clientes residenciales de bajos ingresos. El recaudo hacia dicho fondo se hace a través de un cargo en la tarifa de los consumidores y generadores.

Prorrateo por temas judiciales

A finales de septiembre de 2016, ANEEL, en función de algunas decisiones judiciales referente a la suspensión de cobro de parte del cargo CDE hacia algunos industriales (miembros de la Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres - ABRACE), tuvo que recalcular el prorrateo entre los demás consumidores. A pesar de tener el traspaso de ítems de la Parcela A, el déficit generado por las pérdidas de los ingresos será incluido en el próximo reajuste de tarifas de las distribuidoras.

Tasa mensual CDE: compensación de descuentos dados a los consumidores con orden judicial

La resolución N°1.576, autorizó a las distribuidoras de energía a compensar los menores importes facturados (debido a las acciones en la justicia contra ítems de la Cuenta de Desarrollo Energético) en las cuotas mensuales de CDE.

La diferencia entre la tarifa normal y la tarifa con una orden judicial debe deducirse de la cuota mensual del CDE. Este ajuste de cuentas no se llevará a cabo a través de tarifas. No habrá activo regulatorio para ser incluido en las tarifas. Hay que compensar en la cuota mensual del CDE todo el descuento dado a los consumidores con orden judiciales, es decir, el pago mensual de las cuotas, serán menores que las cuotas definidas en la resolución.

Generación Distribuida

En mayo de 2015, el regulador inició un proceso de Audiencia Pública con la sociedad para cambiar la normativa referente a la micro/mini generación distribuida con el objetivo de hacerla más viable. Lo relevante es que se permite que se instalen sistemas de generación (de cualquier fuente renovable, hasta 3MW para hidrología y 5MW para otras fuentes) en locales distintos de donde está la carga.

El 24 de noviembre de 2015, ANEEL mediante Resolución N°687/15 aprobó la regulación de la micro-generación y mini-generación distribuida vía un mecanismo de compensación de energía.

A contar del 27 de octubre de 2017, se permite el uso de cualquier fuente de energía renovable, así como la cogeneración calificada, llamando micro-generación distribuida, la planta de generación con una potencia instalada de hasta 75 kilovatios (kW) y mini-generación distribuida con potencia por encima de 75 kW y menor o igual a 5 MW, conectado a la red de distribución a través de las instalaciones de unidades de consumo. En la misma fecha la reglamentación prohíbe el encuadramiento como micro-generación distribuida de las centrales generadoras que ya hayan sido objeto de registro, concesión, permiso o autorización, o hayan entrado en operación comercial o hayan tenido su energía eléctrica contabilizada en el ámbito de la CCEE o comprometida directamente con concesionaria o permisionaria de distribución de energía eléctrica, debiendo la distribuidora identificar esos casos.

Cuando la cantidad de energía generada en un mes determinado es mayor que la energía que se consume en ese período, el consumidor se queda con créditos que pueden ser utilizados para reducir la factura del mes siguiente. El período de validez de los créditos de energía se incrementó de 36 a 60 meses, y también pueden ser utilizados para derivar el consumo de las unidades de consumo del mismo propietario situadas en otro lugar, siempre que el área de servicio sea de un mismo distribuidor. Este tipo de uso de los créditos fue llamado "autoconsumo a distancia".

Otra de las novedades de la norma se refiere a la posibilidad de instalación de generación distribuida en condominios (empresas de múltiples unidades de consumo). En esta configuración, la energía generada se puede distribuir en porcentajes definidos por los propios consumidores.

ANEEL también creó la figura de "generación compartida", permitiendo que las distintas partes interesadas se unan en un consorcio o una cooperativa, instalen pequeños equipos de generación, como paneles fotovoltaicos y micro-aerogeneradores, micro distribuidor y utilicen la energía generada para reducir las facturas de los miembros del consorcio o cooperativa.

En cuanto a los procedimientos necesarios para conectar el micro o mini-generador a la red de distribución, la ANEEL estableció reglas que simplifican el proceso: se establecieron modelos de formularios para que los realice el consumidor para la solicitud de acceso y el término para que el distribuidor pueda conectar las plantas de 75 kW, que fue de 82 días, se redujo a 34 días. Además, a partir de enero de 2017, los consumidores podrán hacer la solicitud y realizar el seguimiento del progreso de su orden por el distribuidor a través de Internet.

En 2018 ANEEL hizo una Consulta Pública, CP 10/2018 para discutir el aprimoramiento de las reglas aplicables a micro y minigeneración distribuida - Resolução Normativa nº 482/2012 donde busca evaluar alternativas para reducir la pérdida de recepta de las distribuidoras.

Resolución 771

La Audiencia Pública nº 81/2016 resultó en el primoramamiento relacionado con la facturación de las pérdidas técnicas de la acometida de las unidades consumidoras, en los casos de medición externa (SMC - Sistema de medición centralizada) ubicada en postes u otras estructuras de propiedad de la Distribuidora.

Se estableció forma de cálculo para descontar en la factura del consumidor las pérdidas ocurridas en los ramales de conexión en el caso de sistemas de medición externa;

Resolución 237

El 6 de junio de 2016, el Ministerio de Minas y Energía (“MME”) firmó la Resolución 237 que permite a las distribuidoras de energía solicitar al MME que sus inversiones en sistemas de distribución en alta tensión y en subestaciones sean clasificadas como prioritarias. Esta clasificación permite el acceso a emisiones de “debentures de infraestructura”, que son bonos financieros con plazos más largos que los bonos regulares y que cuentan con beneficios tributarios para los acreedores. La extensión de este beneficio a las empresas distribuidoras de energía fue resultado de una acción de las Distribuidoras y de las Asociación Brasileña de las Distribuidoras de Energía (“ABRADEE”) junto al Ministro de Minas y Energía (“MME”).

Medida Provisional N° 735

La Medida Provisional N° 735, del 22 de junio de 2016, determinó los siguientes cambios:

1) Encargos Sectoriales:

- El 1 de enero de 2017, la Cámara de Comercialización de Electricidad (“CCEE”) reemplazará a Eletrobrás como la encargada de realizar las actividades de cobro de las cuotas de Reserva Global de Reversión (“RGR”), Cuenta de Desarrollo Energético (“CDE”) y Cuenta de Consumo de Combustible (“CCC”), así como en la gestión de los fondos para el pago de los montos relativos a la administración y el funcionamiento de estos fondos sectoriales.
- A partir del 1 de enero de 2030, el reparto de las cuotas anuales de la CDE será proporcional al mercado consumidor de energía eléctrica atendido por las distribuidoras y por los concesionarios de distribución y transmisión, expresado en MWh. No se tendrá más en cuenta la región geográfica en que se encuentra la concesión. Entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2029, se definirá una reducción gradual y uniforme hasta la eliminación de la proporción actual (4,53 para las cuotas de las regiones Sur, Sureste y las cuotas de las regiones Norte y Noreste).
- A partir del 1 enero de 2030, el costo por MWh de las cuotas anuales de CDE pagados por los consumidores será prorrateado de acuerdo con su nivel de tensión en la siguiente proporción:
 - Alta Tensión = $1/3$ x costo de Baja Tensión
 - Media Tensión = $2/3$ x coste de Baja Tensión
- Entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2029, el costo por MWh de las cuotas anuales de la CDE tendrá un ajuste gradual y uniforme para llegar a las proporciones expuestas anteriormente.

2) Tasa de Itaipú

Itaipú es una planta hidroeléctrica binacional que se consolidó por el Tratado Internacional firmado entre Brasil y Paraguay el 26 de abril de 1973, con el objetivo de cumplir con el aprovechamiento hidroeléctrico de los recursos hidráulicos del río Paraná propiedad de los dos países, (desde e incluyendo el salto Grande de Siete caídas Guaira hasta la desembocadura del río Iguazú).

La tasa de traspaso de energía de Itaipú es fijo en dólares por kilovatio de potencia contratada mensual. Las empresas distribuidoras deben pagar a Eletrobras mensualmente, en la cuenta de Comercialización de Energía Eléctrica de Itaipú, la cantidad que resulte de multiplicar la cuota mensual de la potencia contratada por la tasa de transferencia de energía de Itaipú, ambos aprobados por la ANEEL.

A partir del 1 de enero de 2016, según el Artículo N°6 de la medida Provisional N° 735, se estableció una nueva tasa de traspaso de energía de Itaipú la que será incluida en la tarifa en el costo total del factor multiplicador de 15,3 sobre el costo de cesión de energía que se refiere el Acuerdo entre Brasil y Paraguay sobre la base financiera del Anexo C del Tratado de Itaipú.

3) Subastas

- Para las concesiones de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica que no serán renovadas, se faculta al Gobierno Federal promover la oferta de venta/subasta de la nueva concesión por el período de 30 años.

Ley N° 13.203: Ampliación del descuento a los beneficiarios en las Tarifas de Uso del Sistema de Distribución ("TUSD") y Tarifas de Uso del Sistema de Transmisión ("TUST")

La ley N° 13.203, publicada el 8 de diciembre de 2015, ha ampliado el alcance de los beneficiarios del descuento en las TUSD y TUST, así como también, el tamaño de la generación y el destino de la energía, cuando ésta se considera y es utilizada para la auto-producción:

- Para los proyectos de energía hidroeléctrica con una potencia igual o inferior a 3.000 kW y los basados en energía solar, eólica, biomasa y cogeneración calificada, cuya potencia inyectada en los sistemas de transporte o distribución es inferior o igual a 30.000 kW, ANEEL deberá establecer el porcentaje de reducción no inferior al 50%, el cual se aplicará a las tarifas TUSD/TUST, centrándose en la producción y consumo de energía:
 - i) Comercializados por las explotaciones; y
 - ii) Dirigido a la auto-producción, para las empresas que entrarán en operación comercial a contar del 1 de enero de 2016.
- Para proyectos basados en energía solar, eólica, biomasa y cogeneración calificada, ANEEL deberá establecer un porcentaje de reducción no inferior al 50% el que se aplicará a las tarifas TUSD/TUST, centrándose en la producción y el consumo de energía de este tipo de iniciativas, comercializados o destinados a ser auto-producción, cuya potencia inyectada en los sistemas de transporte o distribución sea superior a 30.000 kW y menor o igual a 300.000 kW y cumplir con cualquiera de los siguientes criterios:
 - i) Sean proyectos originados como resultado de la subasta de compra de energía del 1 de enero de 2016; o
 - ii) Sean proyectos cuya autorización para entrar en operación comercial es a contar del 1 de enero de 2016.

Para la regulación de la Ley, ANEEL estableció la Audiencia Pública N°38 (que reemplazará la Resolución N°77/2004). A medida que estos descuentos den como resultado un aumento significativo en los valores que están subvencionados por el CDE (descuentos de tarifas) implicará un aumento en las tarifas de los consumidores de Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Ceará S.A., ANEEL propone un porcentaje fijo del 50% para el descuento para estos nuevos desarrollos (el mínimo estipulado por la ley).

Tarifa Blanca

El 12 de septiembre de 2016, la ANEEL aprobó la Resolución Normativa N° 733/2016, que establece las condiciones para la aplicación de tarifa horaria para baja tensión (BT), la "tarifa blanca".

La "tarifa blanca" es una nueva opción de tarifa que muestra a los consumidores la variación del valor de la energía en el día y en la hora de su consumo. Se ofrecerá a los consumidores que se conectan en baja tensión (127, 220, 380 o 440 V, grupo B) y los pertenecientes al grupo A (alta tensión) que pueden optar por la tarifa de baja tensión.

La Resolución N° 733/2016 establece lo siguiente con respecto a la Tarifa Blanca:

- Empieza la aplicación en enero de 2018 para los consumidores que ya están conectados con un consumo superior a 500 kWh / mes (media de 12 ciclos) y nuevas conexiones;
- Empieza la aplicación en enero de 2019 para los consumidores que ya están conectados con un consumo superior a 250 kWh / mes (media de 12 ciclos);
- Después de enero de 2020 para cualquier consumidor;
- El costo de la energía, en esta opción de tarifas, se obtiene en períodos hora de pico, intermedio y de menor actividad y son aprobados por la ANEEL en las revisiones periódicas de las distribuidoras.
- No pueden hacer la elección para la "tarifa blanca" los consumidores de bajos ingresos (según reglamentación específica de la ANEEL) y el alumbrado público.
- El costo del medidor es asumido por el Distribuidor, excepto el medidor con funciones adicionales;
- Una posible adaptación de las instalaciones de la unidad de consumo será costeadas por su propietario.

Reajuste Tarifario para Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla)

Enel Distribución Río S.A. firmó, el 14 de marzo de 2017, el Nuevo Contrato de Concesión (Sexta modificación) como resultado de las audiencias públicas N° 095 y N° 058. En estas audiencias se discutieron los reglamentos y la aplicación de procedimientos de tarifas para los distribuidores que se inscriben, por elección, para la aplicación de modificaciones en las reglas del contrato de concesión, de acuerdo con el Decreto N° 2194/2016.

Estas nuevas reglas fueron aplicadas para la determinación de este reajuste de 2017, las que incluyen, entre otros cambios, el uso del índice IPCA en remplazo del índice general de precios de mercado ("IGP-M"), se trasladó la parte de los ingresos irrecuperable de la Parcela B a la Parcela A y se aplicaron nuevos índices de pérdidas regulatorias. Como resultado, ANEEL aprobó un reajuste promedio de -6,51% para Enel Distribución Río S.A. Para los consumidores de baja tensión, sobre todo residencial, el reajuste promedio a aplicar será de -6,24%. En cuanto a los clientes de media y alta tensión, el reajuste promedio a aplicar será de -7,12%.

Transferencia de Otras Instalaciones de Transmisión (Demais Instalações de Transmissão – DIT) para las compañías de distribución

En 13 de febrero de 2017, ANEEL emitió la Resolución No. 758/2017 estableciendo las condiciones generales para la incorporación de instalaciones de voltaje por debajo de 230 kV (Red Básica) (denominadas "DIT") pertenecientes a compañías transmisoras de energía eléctrica a las propiedades, plantas y equipos de las concesionarias que prestan servicios de distribución de energía eléctrica.

Las siguientes DIT serán transferidas a Enel Distribución Río S.A. en su primera revisión tarifaria ordinaria después de 1 de enero de año 2019. Enel Distribución Ceará S.A. no recibirá ninguna DIT.

Otras Instalaciones de Trasmisión (DIT)	Km	Clasificación	Situación Operacional	Distribuidora Responsable	Trasmisora Propietaria
IMBARIE	-	SE DIT	En operación	Enel Distribución Río S.A.	Furnas
IRIRI	-	SE DIT	En operación	Enel Distribución Río S.A.	Furnas
Línea de Transmisión 138 KV ADRIANOPOLIS/MAGE RJ	48	LD	En operación	Enel Distribución Río S.A.	Furnas
Línea de Trasmisión 138 KV CAMPOS/IRIRI RJ	98	LD	En operación	Enel Distribución Río S.A.	Furnas
Línea de Transmisión 138 KV IMBARIE/ARIANOPOLIS RJ	15	LD	En operación	Enel Distribución Río S.A.	Furnas
Línea de Transmisión 138 KV IRIRI/ROCHA LEAO RJ	12	LD	En operación	Enel Distribución Río S.A.	Furnas
Línea de Transmisión 138 KV ROCHA LEAGO /MGE RJ	108	LD	En operación	Enel Distribución Río S.A.	Furnas

ANEEL considera que esta medida mejorará la eficiencia operativa del sistema eléctrico. La incorporación de las DIT a las compañías distribuidoras se realizará en la primera revisión de las tarifas que tendrá lugar a partir del 1 enero de 2019. En ese momento, estas líneas de transmisión y subestaciones serán contabilizadas como parte de las propiedades plantas y equipos de la compañía distribuidora, y serán consideradas para el propósito del cálculo de las tarifas. Se realizará el pago de una indemnización a las compañías distribuidoras equivalente al valor de los activos no depreciados transferidos, dentro de los 30 días posteriores a la revisión tarifaria del distribuidor que recibe las DIT.

Ajuste en la tarifa de energía de todas las distribuidoras para devolver en el mes de abril el costo del Encargo de Energía de Reserva (EER) incluido el mayor en los reajustes.

ANEEL a través de la Resolución N° 2.214 / 2017 publicó de nuevo las tarifas de todas las distribuidoras del sector eléctrico para devolver en el mes de abril los valores más altos de costo de Angra III incluido en las tarifas.

En el período del 1 al 30 de abril, la tarifa de energía de Enel Distribución Río, de Enel Distribución Ceará y de Enel Distribución Goiás fue reducida para devolver en un mes los valores referentes a los costos de Angra III. El objetivo es revertir los efectos de la inclusión de la parcela del Encargo de Energía de Reserva ("EER") correspondiente a la contratación de la planta de Angra III de una sola vez. Recordando que, por el proceso natural del reajuste tarifario de las distribuidoras, esos valores serían devueltos a los consumidores en 12 meses.

El procedimiento se dividió en dos etapas: en la primera, durante el mes de abril, la tarifa será reducida para revertir los valores de Angra III incluidos desde el proceso tarifario anterior y, al mismo tiempo, dejará de considerar el costo futuro del EER de esa usina. En la segunda etapa, que comienza en el 1º / 5 y permanece hasta el próximo proceso tarifario de cada distribuidora, la tarifa dejará de incluir el (i) costo futuro del EER de Angra III y (ii) para las distribuidoras que ya pasaron por el reajuste en 2017, como es el caso de Enel Distribución Río, los valores de devolución en 12 meses que ya estaban incluidos en la tarifa.

Cambio de la fecha de revisión de Enel Distribución Goiás de octubre 2017 a octubre 2018

En Reunión Pública, ANEEL aprobó el pedido de la ENEL de cambiar la fecha de Revisión tarifaria de la Enel Distribución Goiás para 2018, tras discusión del tema en Audiencia Pública. Con la decisión, la revisión se realizará en oct / 2018 y cada 5 años a partir de ahí, siendo la nueva fecha de corte para inversiones 30 / abr / 2018. En sustitución, en oct / 2017 ocurrirá un reajuste ordinario.

Además de trabajar en la calidad de la información, la postergación nos permitirá recuperar dentro de la Base de Remuneración costos del pasado asignados como OPEX (capitalización de costos adicionales) y reconocer de inmediato las inversiones realizadas en el primer año de actuación de ENEL en la empresa, desde que inmovilizados hasta abr / 2018.

Reajuste Enel Distribución Goias

El 17 de octubre de 2017, ANEEL homologó el reajuste tarifario de Enel Distribución Goias por medio de la Resolución N° 2.317. El reajuste tarifario anual de Enel Distribución Goias conduce a un efecto medio en las tarifas a percibir por los consumidores del 14,65%, siendo del 12,03% en promedio, para los consumidores conectados en la Alta Tensión y del 15,89% para los consumidores conectados en la Baja Tensión.

Resultado Audiencia Pública 066/17- WACC

En 06/03/18, Aneel aprobó el resultado de la AP066, instituida para revisión del costo medio ponderado de capital regulatorio del segmento de distribución referente al Submódulo 2.4 de los Procedimientos de Regulación Arancelaria - Proret.

El Directorio, por unanimidad, decidió revocar la previsión de actualización del costo ponderado de capital en el año 2018 y aprobar nueva versión del Submódulo 2.4 de los Procedimientos de Regulación Arancelaria - PRORET, que establece la anticipación de la revisión metodológica para el año 2019, con aplicación a partir de enero de 2020.

Resultado Audiencia Pública 052/17 – Costo Operacional

En 06/03/18, Aneel aprobó el resultado de la AP052 con actualización de los parámetros relacionados a la definición de los Costos Operativos Regulatorios - Submódulo 2.2 y 2.2A de los Procedimientos de Regulación Arancelaria - Proret. La eficiencia de Enel Ceará se mantuvo inalterada en un 100%, permaneciendo a empresas como una de las distribuidoras más eficientes en gestión de costos operativos de Brasil según Aneel.

Índice de Eficiencia de Costo Operativo

Enel Ceará	100%
Enel Goias	78,37%
Enel Rio	59,50%

Reajuste Enel Distribución Rio

En 13/03/18, Aneel homologó el resultado provisional de la Cuarta Revisión Tarifaria Periódica de Enel Distribución Rio, a partir del 15 de marzo de 2018, consolidada tras la evaluación de las contribuciones aportadas en la Audiencia Pública n° 078/2017.

El resultado conduce al efecto medio a ser percibido por los consumidores de 21,04 %, siendo del 19,94% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y del 21,46% para los conectados en Baja Tensión – BT. Fijó el componente T del Factor X en el 0,00% y las pérdidas técnicas en el 9,1%.

Reajuste Tarifario para Enel Distribución Ceará S.A.

En 17/04/18, Aneel homologó el resultado provisional del reajuste de Enel Distribución Ceará, a partir del 22/04/2018.

El resultado conduce al efecto medio a ser percibido por los consumidores de 4,96 %, siendo del 7,96% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y del 3,8% para los conectados en Baja Tensión – BT.

Reajuste Enel CIEN

La resolución n° 2408 estableció los ingresos anuales permitidos (RAP) para las concesionarias de servicio público de transmisión de energía eléctrica, por la disponibilidad de las instalaciones de transmisión bajo su responsabilidad.

Los valores de Enel CIEN son: Garabi I (RAP: 172.667.795,35 y PA ajustado: R\$ - 6.579.727.76) y Garabi II (RAP: R\$ 179.367.079,58 y PA ajustado: R\$ - 6.834.803,35).

Recarga de vehículos eléctricos

Por medio de la Resolución Normativa n° 819 de 2018, Aneel estableció los procedimientos para las actividades de recarga de vehículos eléctricos.

La distribuidora puede, a su criterio, instalar estaciones de recarga en su área de concesión destinadas a la recarga pública de vehículos eléctricos, debiendo ser clasificadas en la subclase estación de recarga de vehículos eléctricos de la clase consumo propio (Tarifas de Grupo A - MT y AT o Tarifa B3 - BT).

En el caso de que se produzca un ingreso en la estación de recarga de la distribuidora, ésta puede darse a precios libremente negociados, aplicando a la actividad los procedimientos y las condiciones para la prestación de actividades accesorias, en los términos de la Res. 581/2013 (reversión parcial a modicidad tarifaria y contabilización separado);

La prestación de actividades recarga de vehículos eléctricos por la distribuidora se da por su cuenta y riesgo, y los activos que componen la infraestructura de las estaciones de recarga no compondrán su base de activos;

Se permite la recarga de vehículos eléctricos de propiedad distinta del titular de la unidad consumidora, incluso para fines de explotación comercial a precios libremente negociados;

La instalación de estación de recarga deberá ser comunicada previamente a la distribuidora, en caso de instalación, resulte en la necesidad de creación o alteración de la unidad consumidora;

Las informaciones de las estaciones de recarga deben ser enviadas por la distribuidora a Aneel, cada seis meses y de forma consolidada (enero y julio);

En caso de que sea necesaria la adecuación en la red eléctrica y del sistema de medición, los costos seguirán los criterios dispuestos en la reglamentación vigente;

Cualquier consumidor interesado podrá registrar junto a Aneel, por medio de formulario propio, la estación de recarga en unidad consumidora de su titularidad;

Los equipos de recarga públicos deben ser compatibles con protocolos abiertos de dominio público para la comunicación y la supervisión y control remoto.

Los equipos de recarga de vehículos eléctricos deberán observar las normas y los estándares establecidos por la distribuidora, así como las demás normas aplicables expedidas por los órganos oficiales competentes, incluyendo la reglamentación de Aneel;

Se prohíbe la inyección de energía eléctrica en la red de distribución a partir de los vehículos eléctricos, así como la participación en el Sistema de compensación de energía (Res. 482);

Se aplican integralmente las reglas de resarcimiento de daños eléctricos a las instalaciones de recarga de vehículos eléctricos, pudiendo la distribuidora establecer normas específicas de seguridad eléctrica para las instalaciones (sólo BT);

Enel Generación Fortaleza

La Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza (CGTF), planta térmica del grupo Enel en Brasil movida a gas natural, está sin suministro de combustible por la rescisión unilateral del contrato de suministro por Petrobras. La planta fue construida bajo las directrices del Programa Prioritario de Termoelectricidad (PPT), programa de gobierno establecido durante el período de racionamiento de energía que ocurrió en el país en 2001 que pretendía estimular la construcción de plantas termoeléctricas en el sistema. Para ello, el gobierno aseguró el financiamiento de los proyectos por el BNDES, así como el suministro de combustible por Petrobrás por hasta 20 años. La fórmula de reajuste del precio de gas de los contratos de combustible era regulada y definida a través de Portaria publicada por el Ministerio de Minas y Energía.

En ese contexto, Enel accionó la justicia contra Petrobras con miras a reestablecer el suministro de gas a la usina, alegando que Petrobras no puede rescindir unilateralmente el contrato una vez que éste era garantizado por la Unión a través de un programa de gobierno, el PPT. Nosotros conseguimos una liminar que determinaba a Petrobras el suministro de gas para la planta, que fue rechazada el 02/07/2018. Enel recurrió a la decisión y busca reestablecer la liminar y la operación de la usina, ya que el juicio del proceso puede tardar años.

En paralelo, estamos trabajando en dos soluciones estructurales para el problema: una enmienda al Proyecto de Ley en tramitación en el Congreso que versa sobre la privatización de las distribuidoras de Eletrobrás (PL 10.332) y la publicación de un Decreto por la Presidencia de la República. La solución sería el traspaso del aumento del costo de gas a los consumidores a través de la Cuenta de Desarrollo Energético (CDE). Esta solución es ventajosa para el consumidor pues la CGTF es la segunda central térmica más barata de la región Nordeste de Brasil, representando un importante recurso energético de la región. Incluso con el aumento de los costos de gas, la planta evitaría el despacho de otras centrales termoeléctricas más caras, generando un beneficio neto al consumidor.

El PL 10.332 fue encaminado al Senado y recibió el nombre de PLC 77/18. El PL ya fue leído en el Senado incluyendo una solicitud de urgencia para evitar tramitas en las comisiones lo que llevaría mucho tiempo para la apreciación. La aprobación en Senado es prevista para 9 de octubre.

Además de las soluciones estructurales, hemos presentado requerimiento administrativo a Aneel solicitando: el restablecimiento de suministro de gas y transferencia de la exposición en mercado de corto plazo a Petrobras; y subsidiariamente, la suspensión del contrato de venta con Enel Ceará desde julio/2018 hasta el retorno del gas, y la mitigación de las exposiciones contractuales de Enel Ceará través de cambio de contratos con otras distribuidoras del Grupo Enel. El requerimiento deberá ser votado en Directorio de Aneel a medeados de octubre.

Propuesta de solución para la falta de liquidez del mercado a corto plazo – Proyecto de Ley 10.332

El mercado a corto plazo brasileño está sin liquidez desde 2015, año en que varios límites en la justicia se concedieron a los generadores hidráulicos por su asunción de riesgos no hidrológicos. Esto porque el despacho térmico realizado fuera del orden de mérito de costo, la importación de energía sin garantía física y el impacto de las usinas estructurantes (usinas Belo Monte, Jirau y Santo Antônio) desplazaron su generación y las expusieron al mercado a corto plazo por cuenta de factores no gerenciables y ajenos al riesgo hidrológico. De esta forma, las liminares eximían a los generadores hidráulicos a pagar sus deudas en el mercado a corto plazo, valor que hoy llega a R \$ 6,43 mil millones y representa el 70% del valor contabilizado total del mercado.

En este caso, se presentó una enmienda al PL 10.332 que calcula el impacto de los riesgos no hidrológicos asumidos por las usinas hidráulicas y las resarce a través de la extensión de su plazo de otorgamiento, con la condición de la desistencia de los procesos judiciales y del pago de sus deudas. Esta solución solucionará el impasse de los generadores hidráulicos y restablecer la liquidez del mercado a corto plazo brasileño.

Consulta Pública Aneel- Nº 15

Aneel abrió una consulta pública para obtener subsidios acerca de la metodología y actualización de la WACC para los segmentos de distribución, transmisión y generación (cotistas)

Propone tres alternativas de metodologías:

Alternativa A

- Mantenimiento de la metodología actual (WACC / CAPM)
- Sustitución de algunas series ulteriores en el cálculo
- Compatibilización de las ventanas de datos utilizadas en Dx / Tx / Gx

Alternativa B

- Mantenimiento de la metodología actual (WACC / CAPM)
- "Nacionalización" del cálculo de la WACC
- Compatibilización de las ventanas de datos utilizadas en Dx / Tx / Gx

Alternativa C

- Adopción de una metodología alternativa para definir la WACC a ser adoptada

Los agentes tuvieron hasta el 30/09/18 para contribuir. En resumen, Enel contribuyó con los siguientes elementos:

1- con el objetivo de obtener parámetros coherentes para el cálculo del WACC, entiende que son herramientas que el regulador debe disponer al calcular el WACC:

- a) Tratamiento estadístico adecuado a las series de datos utilizados, con la utilización de la media como medida de tendencia central para todas las series y con la retirada de eventuales outliers, a fin de traer mayor consistencia y robustez a los resultados;
- b) La correcta selección de las series de datos para reflejar correctamente los reales riesgos que enfrentan los distribuidores de distribución, especialmente para el parámetro beta.
- c) En el caso del parámetro del activo libre de riesgo, el uso de otros criterios para elegir las series (como Convexity), que no exclusivamente la duración como modelo de evaluación de la sensibilidad de un flujo de capital al tiempo de la duración en función de cambios en las tasas de interés.

2- La reducción verificada en el cálculo del parámetro beta con base en el mercado americano no guarda coherencia con el actual riesgo del negocio del segmento de distribución en Brasil

3-corroborar la actual metodología de cálculo del costo de capital de terceros y refuta la sustitución de su cálculo a partir de datos del mercado secundario de debentures

Colombia

En 1994, se publicaron la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142) y la Ley Eléctrica (Ley 143), mediante las cuales se definieron los criterios generales y las políticas que rigen la prestación de los servicios públicos domiciliarios en Colombia, 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 un 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 (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 mercado eléctrico se fundamenta en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores pueden transar la energía por medio de contratos bilaterales o a través de un mercado de corto plazo denominado "Bolsa de Energía", que opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda. Además, para promover la expansión del sistema, se realizan subastas de largo plazo de energía firme, dentro del esquema de "Cargo por Confiabilidad". La operación y la administración del mercado la realiza XM, que tiene a su cargo las funciones de Centro Nacional de Despacho (CND) y Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).

Perú

Las normas principales que integran el marco regulatorio para las actividades eléctricas en Perú son:

- Ley de Concesiones Eléctricas (DL 25.844) y su Reglamento (DS 009-93-EM),
- Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley 28.832), y sus Reglamentos, DS N° 019-2007-EM (Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los usuarios regulados del SEIN), DS N° 027-2007-EM (Reglamento de transmisión), DS N° 052-2007-EM (Reglamento de licitación de suministro de electricidad), DS N° 022-2009-EM (Reglamento de usuarios libres de electricidad) y DS N° 026-2016-EM (Reglamento de Mercado Mayorista de Electricidad),
- Decreto Legislativo de promoción de generación con fuentes renovables no convencionales en el Perú (DL 1.002) y su Reglamento (DS 050-2008-EM).
- Decreto Legislativo que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú (DL 1.221) y su Reglamento (DS 018-2016-EM).
- Decreto Legislativo que modifica diversas normas del marco normativo eléctrico del Perú (DL 1.041) y su Reglamento (DS 001-2010-EM).
- Decreto de Urgencia que asegura la continuidad en la prestación del servicio eléctrico (DU 049-2008), su vigencia culminó el 1 de octubre de 2017.
- Ley que Afianza la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo del Polo Petroquímico en el Sur del País (Ley 29.970) y su Reglamento (DS 038-2013-EM),
- Ley Antimonopolio y Oligopolio del Sector Eléctrico (Ley 26.876) y su Reglamento (DS 017-98-ITINCI)
- Ley de Creación del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería "OSINERGMIN" (Ley 26.734) y su Reglamento (DS 054-2001-EM)
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (DS 020-97-EM)
- Reglamento de Conservación del Medio Ambiente en las Actividades Eléctricas (DS 029-94-EM) y Actividades de hidrocarburos (DS 015-2006-EM).

La Ley 25.844, indica que el sector eléctrico peruano está dividido en tres grandes segmentos: generación, transmisión y distribución, de forma tal que más de una actividad no pueda ser desarrollada por una misma empresa. El sistema eléctrico peruano está conformado por un solo sistema eléctrico denominado Sistema Interconectado Nacional (SINAC), además de algunos sistemas eléctricos aislados. La Compañía desarrolla sus operaciones dentro del segmento de generación de energía eléctrica y es integrante al SINAC.

De acuerdo con la Ley, la operación de las empresas de generación se sujetará a las disposiciones del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional - COES-SINAC, con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. El COES-SINAC administra las transferencias de potencia y de energía entre las generadoras considerando las inyecciones y retiros de contratos, y valoriza mensualmente dichas transferencias, así como las compensaciones a los titulares de los sistemas de transmisión y compensaciones a otras generadoras conforme a la regulación establecida por OSINERGMIN al respecto.

La Ley 28.832 tiene como sus principales objetivos i) asegurar la suficiencia de generación eléctrica eficiente, que reduzca la exposición del sistema eléctrico a la volatilidad de precios y al riesgo de racionamiento por falta de energía; y asegurar al consumidor una tarifa eléctrica competitiva; ii) reducir la intervención administrativa en la determinación de precios de generación mediante soluciones de mercado; y iii) propiciar competencia efectiva en el mercado de generación.

Los principales cambios introducidos por la Ley, están referidos a la participación en el mercado de corto plazo de las empresas de generación, las empresas de distribución y los grandes clientes libres, incluyéndose por tanto a distribuidores y clientes libres como integrantes del COES-SINAC, modificándose la estructura de este organismo. Adicionalmente, se introdujo el mecanismo de licitaciones que deberán seguir las empresas distribuidoras de electricidad para efectos de celebrar contratos de suministro de electricidad con empresas generadoras destinados a abastecer el servicio público de electricidad y optativamente para el caso de usuarios libres.

La venta de energía que efectúen los generadores a distribuidores que estén destinadas al servicio público de electricidad, se realizará a Precios de Nivel de Generación que se calculan como el promedio ponderado de Contratos sin Licitación y Contratos resultantes de Licitaciones. Tal disposición tiene por finalidad establecer un mecanismo que promueva las inversiones en nueva capacidad de generación a través de contratos de suministro de electricidad de largo plazo y precios firmes con empresas distribuidoras.

Mediante Decreto Supremo N° 026-2016-EM se aprueba el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (Reglamento MME). Entre los principales aspectos del Reglamento MME son: incorpora la definición "MME" que está conformado por el mercado de corto plazo ("MCP") y los mecanismos de asignación de servicios complementarios, inflexibilidades operativas y asignación de rentas de congestión. Los participantes autorizados a comprar en el MCP son: los generadores para atender sus contratos de suministro; los distribuidores para atender a sus usuarios libres, hasta por un 10% de la máxima demanda; y, los grandes usuarios, para atender hasta por un 10% de su máxima demanda. El COES calculará los costos marginales de energía y costos marginales de congestión, valorizará diariamente con carácter provisional las transacciones en el MME y los resultados se pondrán a disposición de los participantes en el portal web del COES. Las Rentas por Congestión se asignarán entre los Participantes conforme a lo establecido en el Procedimiento respectivo. Los participantes deberán contar con garantías de pago de sus obligaciones en el MME, además se incorporan las acciones por parte del COES ante el incumplimiento de las obligaciones de pago por parte de un participante.

El Decreto Legislativo 1.002, crea un régimen promocional para fuentes de energía renovables no convencionales "RER" mediante subastas para tecnologías específicas, además crea un mecanismo de ingresos garantizados pagado por la demanda mediante un cargo tarifario en el peaje de conexión. Tiene como objetivo incorporar hasta el 5% de la producción de energía eléctrica mediante recursos de energía renovable.

El Decreto Legislativo 1.221, modifica varios artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas DL N° 25844, introduciendo principalmente los siguientes cambios en el ámbito de la distribución:

- El Ministerio de Energía y Minas determinará para cada concesionaria de distribución una Zona de Responsabilidad Técnica con la posibilidad de ampliar su actual zona de concesión asumiendo zonas rurales aledañas, cuyas obras pueden ser financiadas por el Estado y recibidas por los concesionarios con reconocimiento de costos de Operación y Mantenimiento reales auditados.
- Establece la realización de estudios y fijación de Valor Agregado de Distribución (VAD) individualmente para cada concesionario de distribución que preste el servicio a más de 50,000 suministros, de acuerdo al procedimiento que fije el Reglamento.
- El reconocimiento de un cargo adicional para los proyectos de Innovación tecnológica previamente aprobados por el OSINERGMIN, equivalente a un porcentaje máximo de los ingresos anuales.
- Incentivos por mejora de calidad de servicio partiendo de la calidad real hasta alcanzar el valor meta objetivo.

Mediante Decreto Supremo N° 018-2016-EM se modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, las principales modificaciones son: incorpora la posibilidad de instalar suministros con medición inteligente, la propiedad de dichas instalaciones serán de la distribuidora y sus costos de inversión, O&M serán considerados en el VAD; se pre-publicarán las Zonas de Responsabilidad Técnica (ZRT) propuestas; los proyectos de innovación tecnológica estarán comprendidos en el VAD y se compensarán mediante un cargo por potencia.

El Decreto Legislativo No.1041, modifico diversos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas (DL N° 25844) y la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832).

Mediante Decreto Supremo N° 001-2010-EM se reglamentó el DL 1.041, donde se modifican el marco normativo eléctrico, para el despacho de gas natural y la remuneración de potencia y energía. Adicionalmente, se crea un régimen especial remunerativo para la reserva fría que sería licitada por PROINVERSION, para evitar racionamiento por déficit de generación. En cuanto al régimen de transmisión, finalmente se modificó la responsabilidad de pago de la base tarifaria del Sistema Garantizado de Transmisión para asignarla exclusivamente a los usuarios.

La Ley 29.970 extiende el mecanismo de ingresos garantizados de la Ley N° 27133 a proyectos de seguridad energética y promueve participación de empresas del Estado dichos en proyectos. Crea un sistema de compensación de costos de gas natural en el norte y sur con cargo al peaje de transmisión. Esta ley crea un mecanismo de subsidio a ser pagado por la demanda eléctrica para financiar infraestructura de gas natural (transporte, almacenamiento, respaldo y otros) y de generación con gas natural, que resulte de los procesos de planificación y adjudicación conducidos por el Estado.

Mediante Ley N° 30640 se modifica el Artículo 75 de la Ley 29338 “Ley de Recursos Hídricos”, con el objeto de regular la conservación y protección de las cabeceras de cuenca, incorporando el establecimiento de los criterios técnicos para la identificación y delimitación de las cabeceras de cuenca, a fin de evaluar la implementación de medidas especiales para su protección y conservación según su vulnerabilidad.

Mediante Decreto Supremo N°019-2017-EM se modifica el artículo 5 del Decreto Supremo N°016-2000-EM. Para las generadoras que utilicen gas natural como combustible, la información será presentada dos veces al año. La primera se realiza en la primera quincena de noviembre, vigente en el periodo 1 de diciembre hasta el 31 de mayo (del siguiente año) y la segunda se realiza en la primera quincena de mayo, estando vigente en el periodo 1 de junio hasta el 30 de noviembre (del mismo año). Al respecto, mediante Decreto Supremo N°039-2017-EM, se suspende el proceso de declaración del precio único de gas natural de las centrales termoeléctricas hasta el 31 de diciembre de 2017, referido en el numeral 5.2 del artículo 5 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM.

Mediante Decreto Supremo N°033-2017-EM, se dispone que el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, aprobado mediante Decreto Supremo N° 026-2016-EM entra en vigencia a partir del 1 de enero del 2018, con el fin de implementar el aplicativo desarrollado por el COES para el cálculo de los costos marginales de corto plazo.

Mediante Decreto Supremo N°040-2017-EM, se modifican los artículos 95 y 96 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, relacionados con la operación del sistema en casos de Situación Excepcional y con la información de las unidades de generación entregada por los agentes que impliquen inflexibilidades operativas; se modifica el artículo 7 del Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad respecto de la asignación de costos para Inflexibilidades Operativas; y se modifica la Décimo Sexta Disposición Final de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos respecto a que en los periodos de Situación Excepcional no se aplica sanciones y/o compensaciones.

Mediante Decreto Supremo N°043-2017-EM, se modifica el artículo 5 del Decreto Supremo 016-2000-EM, estableciendo que las generadoras que usen gas natural como combustible deben declarar el precio único de gas una vez al año con vigencia desde el primero de julio, salvo el primer periodo de declaración. El COES verifica que el valor declarado sea como mínimo el resultado de aplicar una fórmula que considera la Cantidad Diaria Contractual, el consumo específico, contratos *take or pay* y el precio de suministro de gas natural sin incluir transporte y distribución.

Mediante Decreto Supremo N° 005-2018-EM, se modifica diversos artículos del Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, aprobado por Decreto Supremo N° 026-2016-EM, donde precisa los aspectos de la participación, garantía, incumplimiento, baja o exclusión de los participantes en el MME.

Mediante Ley N° 30754, se promulga la Ley Marco Sobre el Cambio Climático. Se rige bajo los principios de la Ley 28611, Ley General del Ambiente; la Ley 28245, Ley Marco del Sistema Nacional de Gestión Ambiental, la Política Nacional del Ambiente, y la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

Mediante Decreto Supremo N° 017-2018-EM, se establece el Mecanismo de Racionamiento ante situaciones que pongan en Emergencia el abastecimiento de gas natural, entendiéndose como Emergencia el desabastecimiento total o parcial de gas natural en el mercado interno, debidamente calificada por el Ministerio de Energía y Minas.

Mediante Decreto Supremo N° 022-2018-EM (modificado por D.S. N° 026-2018-EM), se modifica el Reglamento de Licitaciones del Suministro de Electricidad, aprobado por Decreto Supremo N° 052-2007-EM, con la finalidad de establecer disposiciones sobre el procedimiento de evaluación de las propuestas de modificación de los Contratos resultantes de Licitaciones.

Mediante Decreto Legislativo N° 1394 se modifican artículos de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental SEIA, y la Ley de creación del SENACE. El objetivo es fortalecer el funcionamiento de las autoridades competentes, con la finalidad de modernizar y asegurar una oportuna y eficiente evaluación de los instrumentos de gestión ambiental.

Energías renovables no convencionales

- *En Brasil*, ANEEL realiza subastas por tecnología teniendo en consideración el plan de expansión fijado por la Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”), la entidad encargada de la planificación, de manera que se alcance el valor de capacidad de energía renovable no convencional fijado como meta.
- *En Colombia*, en 2014 se promulgó la Ley N° 1.715, creando un marco legal para el desarrollo de las energías renovables no convencionales, donde se establecieron lineamientos sobre declaratoria de utilidad pública, incentivos tributarios, arancelarios y contables. Como parte de la reglamentación, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto N° 2.469 de 2014, el cual estableció los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración. En 2014, la CREG publicó la resolución No. 132 mediante la cual se define la metodología para determinar la energía firme de plantas geotérmicas para acceder al Cargo por Confiabilidad. Así mismo, la CREG publicó la Resolución N° 24 de 2015, que regula la actividad de autogeneración a gran escala, y la UPME publicó la Resolución N° 281 de 2015 que define el límite de autogeneración a pequeña escala igual a 1MW.

Adicionalmente, la CREG expidió las resoluciones 11 y 212 de 2015, que promueven mecanismos de respuesta de la demanda. Así mismo, la autoridad regulatoria publicó la resolución 61 de 2015 para determinar la metodología para calcular la energía firme de plantas eólicas con el fin de permitir su participación en el esquema de Cargo por Confiabilidad, la cual fue recientemente modificada por la resolución No.167 de 2017. El Ministerio de Minas y Energía publicó en 2015 el Decreto N° 1.623, que reglamenta las políticas de expansión de cobertura, y el Decreto N° 2.143 que define los lineamientos para la aplicación de los incentivos fiscales y tributarios establecidos en la Ley N° 1.715. En 2016, la UPME publicó la Resolución N° 45, que define los procedimientos para solicitar los certificados que avalan los proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía (“FNCE”) y la lista de bienes y servicios exentos de arancel o de impuesto al valor agregado (“IVA”).

Durante el año 2017, la CREG publicó el Documento 161 mediante el cual planteó cuatro alternativas para la integración de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) al parque generador, entre las que se encuentran: i) Prima verde, ii) Contratos de largo plazo pague lo generado, iii) Contratos de largo plazo de energía media y iv) Contratos de largo plazo pague lo contratado.

Por su parte, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (“MADS”), publicó el 3 de agosto de 2016, la Resolución N° 1.283 de 2016, por la cual se establece el procedimiento y requisitos para la expedición de la certificación de beneficio ambiental por nuevas inversiones en proyectos de fuentes no convencionales de energías renovables (“FNCER”) y gestión eficiente de la energía, para obtener los beneficios tributarios que tratan los artículos 11, 12, 13 y 14 de la antes mencionada Ley N° 1.715 de 2014. De igual manera, el MADS publicó el 11 de agosto de 2016, la Resolución N° 1.312, la cual adopta los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental, requerido para el trámite de la licencia ambiental de proyectos de uso de fuentes de energía eólica continental.

En febrero 2017, la Comisión de Regulación de Energía y Gas expidió a través de la Resolución N° 243 de 2016 la metodología para el cálculo de la Energía Firme de las plantas solares fotovoltaicas, necesaria para la participación de esta tecnología en las asignaciones del Cargo por Confiabilidad. Dicha resolución fue recientemente modificada por la resolución No.201 de 2017.

En septiembre 2017, el Ministerio de Minas y Energía emitió el decreto 1543, por el cual se reglamente el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía – FENOGE, cuyo objetivo es financiar programas de FNCE y gestión eficiente de la energía, a través de su fomento, promoción, estímulo e incentivo, a través del patrimonio autónomo. Se podrán financiar parcial o totalmente, entre otros, programas y proyectos dirigidos al sector residencial de estratos 1, 2 y 3, tanto para la implementación de soluciones de autogeneración a pequeña escala, como para la mejora de eficiencia energética mediante la promoción de buenas prácticas, equipos de uso final de energía, adecuación de instalaciones internas y remodelaciones arquitectónicas.

El Manual Operativo del FENOGE, que contiene aspectos relacionados con: fuentes de financiación, destinación de los recursos, estructura organizacional, metodología de presentación y selección de proyectos y el proceso de ejecución, fue publicado recientemente mediante la Resolución MME 41407 de 2017.

En febrero se expidió la Resolución CREG 030 de 2018 con los procedimientos simplificados para autorizar la conexión de Autogeneradores Distribuidos de Pequeña Escala (menores a 1 MW), Autogeneradores de Gran Escala hasta 5 MW y Generadores Distribuidos (definidos hasta 0,1 MW) que emplean Fuentes de Energías Renovables No Convencionales (FNCER). En el caso de recursos menores a 100 kW se definió un procedimiento mediante un formulario de registro ante el Distribuidor, sin necesidad de estudios de conexión que supone plazos muy cortos de revisión de la solicitud (5 días), así como de pruebas y conexión (2 días), que exige en todo caso condiciones técnicas mínimas en materia de protecciones y seguridad eléctrica.

En marzo se expide el Decreto MME 0570 de 2018, por el cual se dictan 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 GEI, de acuerdo con compromisos COP 21. El Ministerio de Minas y Energía, la CREG, la UPME, y demás entidades competentes, tienen un plazo de 12 meses a partir de la entrada en vigencia del Decreto para actualizar la normatividad vigente que permita, el planeamiento, conexión, operación, y medición para la integración de los proyectos de generación de energía eléctrica que se desarrollen a partir de la aplicación del mecanismo.

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. Esta subasta ofrecerá contratos por un período de 10 años que iniciarán sus obligaciones de entrega de energía a partir de diciembre de 2022 y, se realizará en enero de 2019 por una cantidad de 3.443 GWh-año, que equivale a aproximadamente 1.000 MW de capacidad instalada.

- *En Perú*, existe un porcentaje objetivo de hasta el 5% de participación de Energías Renovables No Convencionales ("ERNOC") en la matriz energética del país. Es un objetivo no vinculante y la autoridad regulatoria, el OSINERGMIN, realiza subastas con cuotas diferenciadas por tecnología y con precios límites para cumplirlo.

El 12 de febrero de 2016, se llevó a cabo la Cuarta Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables (RER) al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), habiéndose adjudicado a trece proyectos entre los cuales tenemos dos Centrales de Biomasa, dos Centrales Solares, tres Centrales Eólicas y seis Centrales Hidroeléctricas. Con estas centrales de generación se incorporarán 430,1 MW al SEIN. La fecha referencial de la puesta en operación comercial de los proyectos de generación RER de esta subasta deberá ser hasta el 2020. Las tarifas por MWh de adjudicación fueron; Biomasa US\$77, Eólica US\$37, Solar US\$48 e Hidráulica US\$46.

- *En Argentina*, el 21 de octubre de 2015, se publicó la nueva Ley 27.191 de Energías Renovables en la Argentina, modificando a la ley vigente Ley N° 26.190. La nueva regulación pospone para el 31 de diciembre de 2017 el objetivo de alcanzar el 8% de participación en la demanda nacional con generación de fuentes renovables y establece como objetivo de segunda etapa alcanzar un 20% de participación para el año 2025, fijando objetivos intermedios del 12%, 16% y 18% para finales de los años 2019, 2021 y 2023. La Ley 27.191, crea un Fondo Fiduciario (FODER) que podrá financiar obras; otorga beneficios impositivos a los proyectos de energía renovable; y establece la no aplicación de tributos específicos, regalías nacionales, provinciales y municipales hasta el 31 de diciembre de 2025. Los clientes categorizados como Grandes Usuarios (>300 Kw) deberán cumplir individualmente con los objetivos de participación de renovables, estableciéndose que el precio de estos contratos no podrá ser superior a US\$113 por MWh, y fijando penalidades a quienes no cumplan con los objetivos.

El Decreto N° 531/16, publicado el 30 de marzo de 2016, reglamenta a la Ley 27.191 y a la modificada Ley 26.190, en ciertas formalidades, a saber:

- Designa la autoridad de aplicación en el Ministerio de Energía y Minería ("MEyM").
- Se habilita a generadores/comercializadores a realizar contratos con demanda igual o mayor 300 KW o con Distribuidoras que actúen en su nombre.
- CAMMESA realizará licitaciones públicas para abastecer a los consumidores con una demanda menor a 300 KW.
- Todas las compras de CAMMESA estarán garantizadas por el Fondo Fiduciario (FODER).
- El FODER se conformará por aportes del Tesoro y por un cargo específico aplicado a la demanda abastecida por CAMMESA.
- Los objetivos deberán cumplirse con energía renovables generada por instalaciones en el país.
- Para poder utilizar los beneficios fiscales se debe tener un certificado de inclusión en régimen de fomento de energía renovable expedido por la autoridad.

El MEyM, CAMMESA, y un Comité Ejecutivo, estarán a cargo de la definición de metodología de determinación de multas, cumplimiento de objetivos, uso del FODER y el pliego de licitaciones.

Las Resoluciones MEyM 71/2016 y 72/2016, ambas publicadas el 17 de mayo de 2016, continuando con la Ley 27.191 y su Decreto Reglamentario N° 531/16, dieron inicio al Proceso de Convocatoria Abierta para la contratación en el Mercado Eléctrico Mayorista de energía renovables con un requerimiento total de 1.000 MW bajo el denominado "Programa Renovar-Ronda 1" divididos de la siguiente manera: 600 MW Eólico; 300 MW Solar; 65 MW Biomasa; 20 MW Mini-Hidro; y 15 MW Biogas.

La subasta está organizada en base a sobre cerrado con precio máximo por tecnología definido por el gobierno. CAMMESA es el comprador de la energía con precios en US\$ por MW (sin indexación) y con contratos por un plazo de 20 años.

Se presentaron 123 ofertas por un total de 6.366 MW, de las cuales calificaron 105 (42 para energía eólica por 2.870 MW, 50 para energía solar por 2.305 MW, 8 por Biomasa y Biogas por 23 MW y 5 para Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos por 11 MW). El 30 de septiembre de 2016, se realizó la apertura de las ofertas económicas quedando la mayor parte de las ofertas ubicadas por debajo del Precio Máximo de Adjudicación estipulado por el Ministerio: para la energía eólica el precio mínimo fue de 49 US\$/MWh y para la solar de 59 US\$/MWh. Finalmente, mediante la Ronda 1 del Programa RenovAr se adjudicaron 29 proyectos por un total de 1.142 MW.

Posteriormente se realizó una nueva ronda del Programa (Ronda 1.5) en la que se adjudicaron 30 proyectos por un total de 1281,5 MW y un precio promedio de 54 US\$/MWh (765,4 MW eólico y 516,2 MW solar).

El Programa RenovAr (Ronda 1+ Ronda 1.5) adjudicó un total de 59 proyectos por 2.423,5 MW, con un precio ponderado de 57,44 US\$/MWh. Todos los proyectos de la Ronda 1 ya firmaron sus contratos, y posteriormente se realizará lo mismo con los contratos de la Ronda 1.5.

El 17 de agosto de 2017, por medio de la Resolución MEyM 275-E/2017 se realiza la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional a interesados en ofertar la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación en el marco del "Programa RenovAr (Ronda 2)". Mediante el mismo se pretende adjudicar 1200 MW (550 MW eólica y 450 MW solar). La fecha para la presentación de ofertas es el 19 de octubre y la adjudicación se realizará el 29 de noviembre.

Posteriormente vía la Resolución 473/2017, se invitó a los proyectos calificados, pero no adjudicados, siguiendo la orden de mérito original hasta agotar un cupo adicional del 50% de la convocatoria original.

En total, por la Ronda 2 del Programa RevovAr se adjudicaron 88 proyectos por 2.043 MW en 18 provincias a un precio promedio de 51,5 USD/MWh.

Por otro lado, el 18 de agosto de 2017, se publicó la Resolución MEyM 281/2017 que establece el régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable. Posteriormente mediante disposición N° 1/18 de la subsecretaría de energía renovable se regula diversos aspectos administrativos.

El gobierno anunció el lanzamiento de una "mini" Renovar 3. para proyectos de hasta 10 MW. Se licitarían unos 400 MW en redes de media tensión (<66 KV).

Por otro lado, aún quedan pendientes de firma cerca de 32 contratos (885 MW) del Renovar 2. Extraoficialmente se dice que no habría más extensión y los contratos que no firmen se rescindirían.

Límites a la integración y concentración.

En general, en todos los países existe una legislación de defensa de la libre competencia, que junto con la normativa específica aplicable en materia eléctrica definen criterios para evitar determinados niveles de concentración económica y/o prácticas abusivas de mercado.

En principio, se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (generación, distribución, comercialización) en la medida que exista una separación adecuada de las mismas, tanto contable como societaria. No obstante, en el sector de transmisión es donde se suelen imponer las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes. En efecto, en Argentina y Colombia hay restricciones específicas para que las compañías generadoras o distribuidoras puedan ser accionistas mayoritarias de empresas de transmisión.

En cuanto a la concentración en un sector específico, en Argentina no se establece límites específicos a la integración vertical u horizontal. En Perú las integraciones están sujetas a autorización del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual ("INDECOP"), autoridad antitrust, que puede imponer condiciones de conducta comerciales. En Colombia, ninguna empresa podrá tener directa o indirectamente, una participación superior al 25% en la actividad de comercialización de electricidad, por otro lado para la actividad de generación se establecen dos criterios, uno que revisa los límites de participación en función de la concentración del mercado (índice HHI) y el tamaño de los agentes según su Energía Firme, y otro que revisa condiciones de pivotalidad en el mercado según la disponibilidad de los recursos frente a la demanda del sistema. Adicionalmente, en Colombia aquellas empresas creadas con posterioridad a la Ley de Servicios Públicos de 1994, únicamente pueden desarrollar actividades complementarias de generación-comercialización y distribución-comercialización. Finalmente, en el caso de Brasil, con los cambios en el sector eléctrico derivados de la Ley N° 10.848/2004 y del Decreto N° 5.163/2004, la ANEEL fue gradualmente perfeccionando el reglamento, eliminando los límites a la concentración, por no ser más compatible con el entorno regulatorio vigente. En el caso de consolidaciones o fusiones entre agentes de un mismo segmento, la normativa exige contar con la autorización del regulador.

Mercado de clientes no regulados

En todos los países las compañías distribuidoras pueden realizar suministro a sus clientes bajo la modalidad regulada o bajo condiciones libremente pactadas. Los límites para el mercado no regulado en cada país son los siguientes:

País	kW umbral
Argentina	> 30 kW
Brasil	> 3.000 kW o > 500 kW (1)
Colombia	> 100 kW o 55 MWh-mes
Perú	> 200 kW (2)

(1): El límite > 500 kW se aplica si se compra energía proveniente de fuentes renovables, las cuales son incentivadas por el Gobierno mediante un descuento en los peajes.

(2): Se estableció en el DS 018-2016-EM que:

- La demanda de los clientes que pueden optar entre mercado regulado o libre (aquellos cuya demanda está entre 200 y 2.500 kW) se mide por cada punto de suministro.
- Los clientes regulados cuya demanda supere a 2.500 kW, permanecerán como regulados durante 1 año.
- Los clientes cuya demanda por cada punto de suministro sea mayor a 2.500 kW necesariamente son clientes libres.

b) Revisiones tarifarias:

Aspectos Generales

En los países en los que el Grupo opera, el precio de venta a clientes se basa en el precio de compra a generadores más un componente asociado al valor agregado de la actividad de distribución. Periódicamente, el regulador fija este valor a través de procesos de revisión de tarifas de distribución. De esta forma, la actividad de distribución es una actividad esencialmente regulada.

Argentina

En Argentina, la primera revisión de tarifas de Edesur prevista para el año 2001 fue suspendida por la autoridad por la crisis económico-financiera del país, lo que significó que las tarifas estuvieron congeladas a partir de ese año. La recomposición tarifaria para Edesur comenzó con la entrada en vigencia del Acta Acuerdo en 2007. En 2008, se efectuó hasta la fecha el último reajuste tarifario (efecto positivo en valor agregado de distribución, VAD) por inflación (aplicación del mecanismo de monitoreo de costos, MMC, previsto en el Acta de Acuerdo).

En noviembre de 2012, el ENRE aprobó la Resolución N° 347, que autorizó la inclusión en la factura de un cargo fijo, diferenciado entre distintas categorías de clientes, destinado a financiar inversiones y mantenimiento correctivo a través de un fideicomiso (FOCEDE). Asimismo, en julio de 2012, el ENRE designó un veedor en Edesur, designación que sigue vigente y que no supone la pérdida de control de la compañía.

En mayo de 2013, se publicó la Resolución SE N° 250/13 que autorizó la compensación de la deuda que Edesur registra por concepto de los ingresos derivados de la aplicación del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE) hasta febrero de 2013, con el crédito a favor que surge del reconocimiento del MMC por los períodos semestrales comprendidos entre mayo de 2007 y febrero de 2013. Adicionalmente, la Resolución instruyó a CAMMESA a emitir a favor de Edesur las denominadas Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir ("LVFVD"), por los valores excedentes de la compensación mencionada, y autorizó a CAMMESA a recibir estas liquidaciones como parte de pago de las deudas de Edesur.

Posteriormente, la Resolución SE N° 250/13 fue complementada y extendida hasta diciembre 2014, por las notas SE N° 6852, N° 4012, N° 486 y N° 1136. Los efectos contables de dichas compensaciones afectan positivamente los resultados financieros de la compañía. Sin embargo, a la fecha se mantiene aún pendiente la Revisión Tarifaria Integral ("RTI") contemplada en el Acta Acuerdo de Renegociación a fin de adecuar los ingresos a los costos y obligaciones de Edesur.

Con fecha 11 de marzo de 2015, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 32/2015, que entre los puntos más importantes, estableció lo siguiente: (i) aprobar un aumento transitorio para Edesur con vigencia a partir del 1° de febrero de 2015 destinado exclusivamente al pago de la energía que se adquiere al mercado eléctrico, de salarios y de provisiones de bienes y servicios; dicho aumento, a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (RTI), surge de la diferencia entre un cuadro tarifario teórico y el cuadro tarifario vigente para cada categoría de usuarios, de acuerdo con los cálculos del Ente Nacional Regulador de la Electricidad ("ENRE"), que no se trasladará a tarifa sino que fue cubierto mediante transferencias de CAMMESA con fondos del Gobierno Nacional; (ii) considerar a partir del 1° de febrero de 2015 los fondos del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE) como parte de los ingresos de Edesur, también a cuenta de la RTI; (iii) reiterar el procedimiento del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) hasta el 31 de enero de 2015; e (iv) instruir a CAMMESA a emitir LVFVD por los montos que hubiere determinado el

E.N.R.E. en virtud de los mayores costos salariales de la Sociedad originados por la aplicación de la Resolución N° 836/2014 de la Secretaría de Trabajo. Adicionalmente, permite la cancelación de saldos remanentes a favor del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) mediante un plan de pagos a definir. Asimismo, instruyó al E.N.R.E. a iniciar las acciones previas del proceso de la RTI. Como consecuencia de la Resolución N° 32/2015, se reconocieron ingresos por Ch\$352.108 millones, los cuales se presentaron en el estado de resultados integrales consolidados como sigue: Ch\$264.987 millones por el ítem (i) clasificados como “Otros ingresos, por naturaleza” y Ch\$644 millones en la línea “Ingresos financieros”; Ch\$33.972 por el ítem (ii) clasificados como “Ingresos de actividades de la operación” (Ventas de Energía); Ch\$11.551 millones por el ítem (iii) clasificados como “Otros ingresos, por naturaleza”; y Ch\$40.953 millones por el ítem (iv) clasificados como “Otros ingresos, por naturaleza”.

Si bien la Resolución SE N° 32/2015 representó un primer paso hacia la mejora de la situación económica de Edesur, la misma prevé que las inversiones sigan siendo financiadas con endeudamiento mediante mutuos con CAMMESA, restando resolver mecanismos que permitan el repago de los saldos remanentes a favor del MEM, como así también las actualizaciones de los ingresos que contemplen los aumentos en los costos operativos. Las tarifas, por su parte, permanecen congeladas desde el año 2008.

El 16 de diciembre de 2015, mediante el Decreto N° 134/2015 el gobierno argentino declaró la emergencia para el Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017, instruyendo al recién creado Ministerio De Energía y Minería (MEyM) a elaborar, poner en vigencia, e implementar en el programa de acciones que sean necesarias en relación con los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas.

En cumplimiento de estas instrucciones, el día 27 de enero de 2016, se publicó la Resolución MEyM N° 6/2016 la cual aprueba la Reprogramación Trimestral de Verano (período febrero 2016 - abril 2017) para el Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM”), calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios”, sincerado de los costos de la energía eléctrica, a través de una reducción en los subsidios y la creación de esquemas de precios diferenciales para los clientes residenciales que ahorren y una nueva Tarifa Social. La resolución es un paso importante hacia la reconstrucción de la cadena de pago del mercado eléctrico.

En coordinación con la anterior, el día 28 de enero de 2016, se publicó la Resolución MEyM N° 7 del dirigida específicamente a las distribuidoras Edesur S.A. y Edenor S.A., la cual resuelve instruir al ENRE para que efectúe, a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (RTI), un ajuste del valor agregado de distribución (“VAD”) en los cuadros tarifarios de estas distribuidoras, aplicando para ello el Régimen Tarifario de Transición. Adicionalmente, instruyó dejar sin efecto el PUREE y a aplicar una Tarifa Social al universo de usuarios que resulten de la aplicación de los criterios definidos por la norma, y finalmente, a que se lleve a cabo la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de estas distribuidoras, la que deberá entrar en vigencia antes del 31 de diciembre de 2016.

Por otra parte, reflejando la intención de la nueva administración del gobierno de volver a los fundamentos de la Ley 24.065 publicada en 1992, y de lograr una normalización del sector eléctrico, con fecha 29 de enero de 2016, el ENRE emitió las resoluciones N° 1 y 2. La Resolución N°1/2016 contiene el nuevo cuadro tarifario que se debe aplicar a cada categoría de clientes a partir del 1 de febrero de 2016 según los lineamientos de la Resolución MEyM N°7/2016, así como también el cambio en el reglamento de suministro a fin de adecuarlo a la facturación mensual. Por su parte, la Resolución N°2/2016, establece la finalización del Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de Distribución Eléctrica (“FOCEDE”), establece un nuevo mecanismo para los fondos cobrados por la Resolución ENRE N°347 del año 2012, dejando de ser depositados los mismos en un fideicomiso para pasar a una cuenta corriente en alguna entidad bancaria reconocida por el Banco Central de la República Argentina.

Avanzando con el proceso, el día martes 5 de abril de 2016, el ENRE publicó las Resoluciones N° 54 y N° 55. La Resolución N° 54 resolvió llevar adelante el procedimiento tendiente a la contratación de los servicios de consultoría para la realización de la RTI de Edesur, y aprueba el pliego de bases y condiciones particulares al efecto. Por su parte, la Resolución N° 55 aprobó el programa para la RTI en el año 2016, definiendo los criterios y metodología a los que deberá sujetarse Edesur para realizar los estudios tarifarios en dicho proceso, como asimismo el plan de trabajo. Para la elaboración de las propuestas tarifarias, el ENRE informó los parámetros de calidad objetivo y los criterios de gestión que deberán ser contemplados por Edesur, así como también la tasa de rentabilidad que se deberá tener en cuenta para el cálculo del costo propio de distribución.

EL 8 de agosto de 2016, continuando con el proceso de renegociación tarifaria, el ENRE emitió la Resolución N° 463/16, la cual detalla los parámetros de calidad de servicio técnico y calidad y valores de costo de energía no suministrada requeridos para la realización de la RTI.

En forma similar, el 29 de agosto de 2016, a través de la Resolución ENRE 492/16, fueron definidos los Parámetros de Calidad de Servicio Comercial y Producto Técnico. La mencionada resolución contiene señales económicas hacia el cumplimiento de plazos y reducciones de tiempos de reposición del suministro.

Por otra parte, con fecha 30 de agosto de 2016, el ENRE procedió a informar que el valor de Tasa de Rentabilidad sería de 12,46% antes de Impuestos y 8,10% después de Impuestos.

Edesur hizo la entrega formal de los informes solicitados por la Resolución ENRE N° 55/16. El 1 de septiembre de 2016, en cumplimiento del cronograma establecido, los informes de Red Ideal y Plan de Inversiones Plurianuales, y el 6 de septiembre de 2016, los informes relacionados con los fundamentos y criterios de la propuesta en cuanto a (i) los costos de explotación; (ii) el requerimiento de ingresos y calculo tarifario, (iii) la estructura tarifaria y traslado de costos a consumidores mayoristas; (iv) El mecanismo de actualización del costo propio de distribución; y (v) el resultado y modelo económico financiero.

El día 28 de septiembre de 2016, el ENRE a través de la Resolución N° 522/2016, resolvió convocar el 28 de octubre de 2016 a una Audiencia Pública con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones sobre las Propuestas Tarifarias presentadas por las empresas distribuidoras para el próximo período quinquenal; ello dentro del Proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) y con carácter previo a definir las tarifas a aplicar por las distribuidoras en dicho quinquenio.

El día 30 de diciembre de 2016, el ENRE publicó la Resolución N° 626, aprobando el documento denominado "Resolución Final Audiencia Pública" con el objeto de poner en conocimiento y responder las opiniones vertidas sobre las Propuestas Tarifarias presentadas por las empresas y con carácter previo a definir las tarifas a aplicar, y trasladar a consideración de la Subsecretaría de Coordinación de Política Tarifaria del Ministerio de Energía y Minería aquellos temas planteados en la misma, que no son competencia de dicho organismo.

Las comunicaciones resolutorias conteniendo el nuevo Cuadro Tarifario y Régimen Tarifario se realizaron durante el mes de febrero de 2017.

El 1 de febrero 2017, el ENRE publicó la Resolución N° 64, la cual cierra el proceso de la RTI y que como resultado de la misma establece la remuneración anual reconocida a EDESUR S.A. en la suma de Arg\$14.539.836.941 (MUS\$944.448).

Con relación a la aplicación de la nueva estructura y cargos tarifarios, el MEyM entendió oportuno y conveniente instruir al ENRE a limitar el incremento del VAD surgido como resultado del proceso de RTI a aplicar a partir del 1 de febrero de 2017, a un máximo de 42% con respecto al VAD actualmente vigente, debiendo completar la aplicación del remanente del valor del nuevo VAD, en dos etapas: la primera en noviembre de 2017 y la segunda, en febrero de 2018.

Además, dispuso que el ENRE debe reconocer a Edesur S.A. y a Edenor S.A., la diferencia del VAD que se produce por la aplicación de la gradualidad del incremento tarifario reconocido en la RTI, en 48 cuotas a partir del 1 de febrero de 2018, las cuales se incorporarán al valor del VAD resultante a esa fecha.

La nueva normativa también fija la forma de actualización de los ingresos de la distribuidora por efecto de variación de los precios de la economía y todas las demás cuestiones relacionadas con la calidad de la prestación de servicio y el reglamento de suministro.

Una vez establecidos los cuadros tarifarios de distribución, incluyendo la instrucción impartida por el MEyM, y lo establecido en la Resolución SEE N° 20/2017 sobre los precios estacionales con vigencia a partir de la facturación correspondiente al 1 de febrero de 2017, se encuentra superada la etapa de transición tarifaria de Edesur y el Acta Acuerdo, pasando Edesur a regirse por lo establecido en su contrato de concesión.

En cumplimiento de lo requerido por el Artículo N° 29 de la Resolución ENRE N° 64/17 (Seguimiento físico del plan de obras) el día 20 de marzo EDESUR envió una nota Ratificando el Plan de Inversiones oportunamente Informado para la RTI (en términos físicos), En la misma se indicó en la misma la posibilidad de adecuar el mismo en el futuro ante cambios en la demanda. Y la necesidad de la pronta resolución de los Pasivos y Activos a fin de facilitar el acceso a financiación para su cumplimiento.

Asimismo, conforme a la Ley de Procedimientos Administrativos, el día 20 de marzo de 2017, Edesur S.A. presentó formalmente un recurso ante el ENRE conteniendo sus cuestionamientos sobre la resolución ENRE N° 64/17, los que básicamente se centran en el tratamiento de las servidumbres, algunos criterios de optimización en la definición de la base de capital, el tratamiento dado para el reconocimiento de ciertas cargas impositivas y objeciones al régimen de calidad. Destacamos el hecho de que las observaciones y pedidos de aclaratoria presentados sean aceptadas o rechazadas por el regulador no alterarían en forma significativa el resultado de la RTI.

Con fecha 26 de julio de 2017, el ENRE emitió su Resolución N° 329/2017, la cual define el procedimiento para la facturación de los ingresos diferidos establecidos por la Resolución ENRE N° 64/2017 (Artículo 4°). Indicando que "La acreencia correspondiente a cada categoría tarifaria, será la suma de los valores mensuales devengados, reconocidos por categoría tarifaria"; estableciendo la certeza de cobro al recalcularse cada año la acreencia no recuperada sustrayendo lo realmente percibido de la acreencia inicial, y recalculando las cuotas restantes de modo de cubrir la

acreencia remanente; y el mecanismo para la actualización de la misma “. Los cargos así calculados serán ajustados, en tanto componentes del CPD, de acuerdo a lo establecido en la “cláusula gatillo” y en el “Mecanismo de Ajuste”.

Con fecha 17 de mayo de 2017 se sancionó la Ley 27351 de ELECTRODEPENDIENTES, la cual establece la gratuidad y continuidad del suministro eléctrico, conjuntamente con la prioridad de atención, para aquellas personas que por cuestiones de salud requieran de un suministro eléctrico constante y en niveles de tensión adecuados para poder alimentar el equipamiento médico prescrito por un médico matriculado y que resulte necesario para evitar riesgos en su vida o su salud. En este marco el día 26 de julio de 2017 mediante la Resolución ENRE 292, dicho organismo regulador, estableció la gratuidad del servicio y del costo de conexión para esta categoría de usuarios de las empresas EDENOR y EDESUR. En esta misma línea, el día 25 de septiembre el Ministerio de Salud mediante la Resolución 1538-E creó el “Registro de Electrodependientes por Cuestiones de Salud”. Restando a la fecha la reglamentación de las cuestiones operativas en cuanto a garantizar la continuidad del suministro, al resarcimiento a las empresas distribuidoras (Ley 27351 ARTÍCULO 11.- El Poder Ejecutivo designará la autoridad de aplicación de la presente ley y asignará las partidas presupuestarias necesarias para el cumplimiento de sus fines.) y los límites de responsabilidad de cada uno de los actores involucrados.

Con fecha 1 de noviembre de 2017 el ENRE publicó la Resolución 525 haciendo lugar parcialmente al Recurso de Reconsideración interpuesto por EDESUR contra la Resolución ENRE 64/2017, aceptando su planteo en cuanto al tratamiento de las servidumbre y solicitándole a la empresa que en el término de 60 días de notificada la presente, remita el plan anual de regularización de las servidumbres a desarrollar durante el periodo 2017/2021, de igual forma en cuanto a los reconocimientos de gastos CAMMESA, tasas y otros que deben estar presentes en los futuros ajustes ex-post y modificaciones menores al régimen de calidad y otros reconocimientos.

En un hecho inédito el día 27 de octubre de 2017 el ENRE, en cumplimiento de la resolución del Ministerio de Energía y Minería N° 403 del 26 de octubre de 2017, mediante las resoluciones 526 y 527 convocó a Audiencia Pública para el 17 de noviembre de 2017 en el Palacio de las Aguas. En la cual se tratarían en primer lugar los nuevos precios de referencia de la potencia y energía y los de referencia de la potencia y estabilizados de referencia de la energía para distribuidores en el nodo equivalente a cada uno de ellos correspondientes al Período Estacional de Verano 2017-2018; Plan estímulo al ahorro de energía eléctrica; tarifa social y metodología de distribución, entre la demanda del MEM, del costo que representa la remuneración del transporte de energía eléctrica en extra alta tensión y, entre la demanda de la respectiva región, la correspondiente al transporte por distribución troncal. Y en segundo lugar informar el impacto que tendrán en la factura de los usuarios de las empresas distribuidoras las medidas que el Ministerio de Energía y Minería ha de implementar como resultado de la Audiencia Pública que dicho Ministerio ha convocado por Resolución MEyM 403/2017, en relación a los precios del Mercado Eléctrico Mayorista, al retiro de subsidios del transporte de energía eléctrica, y a los criterios de reparto entre los usuarios del transporte de la remuneración de los Transportistas que este Ente resolviera en oportunidad de la Revisión Tarifaria Integral de Transporte de Energía Eléctrica.

Como resultado de la misma el día 1° de diciembre mediante la Resolución 602 el ENRE resolvió aprobar los nuevos valores del Costo Propio de Distribución de EDESUR, mediante la aplicación de los mecanismos previstos en la RTI. Conjuntamente emitió los Cuadros Tarifarios que reflejan los Precios Estacionales (generación y transporte) contenidos en la resolución de Secretaría de Energía Eléctrica 1091 del año 2017. Así, como también los nuevos esquemas de subsidio por Tarifa Social y bonificación por ahorro de consumo para usuarios residenciales.

Como continuación del mismo hecho, el día 31 de enero de 2018, el ENRE aprobó los nuevos valores con vigencia a partir del 1° de Febrero de 2018. Estos cuadros incluyen una nueva reducción de subsidios del precio mayorista, llevándolo hasta un valor del 90% del precio estacional operado en 2017. Además, mantienen los subsidios a la tarifa social y una bonificación del plan estímulo, por reducción del consumo eléctrico de menor alcance.

En cuanto a la componente del Valor Agregado de Distribución, se incorporó a este cuadro tarifario, la tercera cuota del aumento del Costo Propio de Distribución correspondiente a la RTI, la parte proporcional del ingreso diferido producido por dicho escalonamiento, el Mecanismo de Monitoreo de Costos correspondiente al período y la aplicación del Factor de Eficiencia. Reflejando, este último, el cumplimiento por parte de EDESUR del Plan de Inversión comprometido en la RTI toda vez que se alcanzó el valor previsto.

De esta forma la tarifa de EDESUR alcanza los 2,2828 \$/kWh sin impuestos a partir del 1° de febrero de 2018. Paralelamente y con el objeto de retomar las condiciones estructurales de normalidad, el Gobierno Nacional Argentino decidió no prorrogar la vigencia de la Ley de Emergencia Eléctrica (vigente hasta el 31 de diciembre de 2017) y la de Emergencia Económica (vigente hasta el 6 de enero de 2018).

Por otra parte, con fecha 17 de abril de 2017, el MINEM emitió una nota mediante la cual instruye a la Secretaría de Energía Eléctrica (SEE) a determinar en un plazo de 120 días hábiles si existen obligaciones pendientes del Acta Acuerdo y el tratamiento a otorgarse, y a emitir durante los 30 días subsiguientes un informe de resolución final. A estos efectos, la SEE solicitó a Edesur, ENRE y CAMMESA la información pertinente.

Durante el mes de diciembre de 2017 el Ministerio de Energía y Minería (MINEM) presentó su propuesta y criterios para considerar el tratamiento de los pasivos regulatorios. En dicha propuesta, el MINEM aclara que acepta condonar la deuda comercial por compra de energía a Cammesa, las multas con destino al Estado y la diferencia de las sanciones por ajustes aplicados según interpretación del ENRE. Mientras que las sanciones con destino a los usuarios son aplicadas a inversiones adicionales con fondos provenientes del Estado y la deuda con CAMMESA por los préstamos de mutuo y las sanciones preexistentes al Acta Acuerdo destinado a usuarios, las debería pagar la empresa.

En el marco del procedimiento iniciado, con fecha 28 de diciembre de 2017, el MINEM emitió otra nota mediante la cual comunica a CAMMESA que con relación a las acreencias que pudieran corresponderle a la distribuidora respecto del Estado Nacional en virtud de lo previsto en las Actas Acuerdo por hechos y omisiones que hubieren ocurrido hasta la entrada en vigencia de los cuadros tarifarios resultantes de la RTI, descontadas las obligaciones a cargo de las concesionarias que se determinen pendientes de cumplimiento originadas en dicho período, el Estado Nacional toma a su cargo las obligaciones que Edesur mantiene con CAMMESA por la compra de energía eléctrica en el MEM. Lo anterior, en ejercicios de la facultad prevista por el artículo 15 de la Ley N° 27.341 y en base a lo establecido en dicho artículo en relación con las obligaciones de las empresas distribuidoras a las que no se les hubiera reconocido ingresos. Con fecha 29 de diciembre de 2017, Edesur prestó conformidad a los términos de esta nota. Asimismo, la Sociedad deberá prestar conformidad a la determinación que el MINEM efectuará de las obligaciones pendientes de cumplimiento en relación con el Acta Acuerdo y de las condiciones y modalidades contempladas para la compensación de dichas obligaciones y de las obligaciones mencionadas en este párrafo, previo desistimiento de cualquier reclamo administrativo, arbitral o judicial contra el Estado Nacional relacionado con la aplicación del Acta Acuerdo. De no prestarse tal conformidad, la cesión de deuda quedará sin efecto.

A la fecha se han intercambiado borradores con el Ministerio de Energía y Minería (MINEM), obteniéndose mejoras en cuanto a plazos y tasas quedando elementos a consideración final del mismo. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, dicho proceso no ha finalizado.

El día 7 de marzo, mediante el Decreto PEN 187/18 el Poder Ejecutivo Nacional publicó el nuevo organigrama del Ministerio de Minería y Energía. Y, con posterioridad, mediante la resolución 64/2018 del Ministerio de Energía y Minería las funciones de la Secretaria de Energía Eléctrica fueron transferidas a la nueva Sub Secretaria Energía Eléctrica.

Continuando con lo informado anteriormente el día 20 de abril se procedió a la Inicialización del Acuerdo para la solución del Activo y Pasivo Regulatorio en los términos previamente negociados. Siendo los próximos pasos su envío por parte de las Autoridades a la Procuración y SIGEN para su validación.

En otro orden de cosas el día 25 de abril el ENRE emitió la resolución 119 la cual, haciendo uso de la figura de "Afectación Extraordinaria de la Prestación del Servicio" establecida en la RTI, instruyó a EDESUR a abonar un resarcimiento a los usuarios residenciales (tarifa T1R) por las interrupciones entre el 1 y el 6 de marzo de 2017 (seis -6- días) y en el comprendido entre el 14 y el 20 de julio de 2017 (siete -7- días), cuyas interrupciones fuesen de duración mayor o igual a 20 horas. Ascendiendo, dicho resarcimiento, a 49 millones de pesos.

Durante el pasado mes de mayo se debatió La Ley sobre Razonabilidad en las Tarifas de Servicios Públicos buscando retrotraer las mismas al valor que tenían en noviembre de 2017 y que su actualización no sea mayor que la variación salarial. El proyecto fue aprobado por las Cámaras de Diputados y Senadores y luego vetada el día viernes 1 de junio (publicada B.O.) por el Presidente Ing. Macri.

Por otra parte, el día 31 de mayo el organismo de control emitió la Resolución ENRE 0170 la cual resuelve aprobar el régimen sancionatorio por apartamiento del Plan de Inversiones presentados por las empresas distribuidoras al momento de la RTI. Resolución que se está recurriendo en vista de que la misma introduce una modificación al Contrato de Concesión vigente.

Finalmente, el día sábado 16 de junio el gobierno nacional anunció el recambio de los ministros de Producción y Energía. Nombrando Dante Sica como Ministro de Producción y Minería y a Javier Iguacel como Ministro de Energía. El cual se desempeñaba como titular de la agencia de Vialidad Nacional. Nacido en 1974, es un ingeniero en petróleo egresado del Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA) con una larga trayectoria en la industria petrolera.

Estos cambios se suman a la salida del jueves 14 de junio del presidente del Banco Central Federico Sturzenegger, reemplazado por Luis Caputo, y de la eliminación del Ministerio de Finanzas incorporándolo al Ministerio de Hacienda.

El 19 de julio de 2018 pasado el organismo de control emitió la Resolución ENRE 0199, la que eleva el control de calidad del actual Comuna/Partido a Alimentador MT. Penaliza desvíos de 2, 3 ó más veces por sobre los indicadores teóricos que le corresponderían a cada alimentador para cumplir el nivel de calidad objetivo de la RTI. Aplica cuando hay afectación de 100 ó más clientes, por valores de 300 kWh y 600 kWh por usuario. Con vigencia a partir del Semestre 45 (septiembre 2018-febrero 2019). A la fecha, la nueva normativa fue analizada en forma conjunta con las áreas legales y técnicas procediéndose a presentar un recurso sobre la misma.

El día 30 de julio de 2018, y en el marco de la intención del Ministerio de Energía de dotar de mayor gradualidad a los aumentos tarifarios se firmó un compromiso entre el MINE y EDESUR por el cual EDESUR recibirá el 50% del aumento que correspondiente al mecanismo de ajuste previsto en la tarifa a partir del 1° de agosto, recibiendo el 50% restante en 6 cuotas ajustadas a partir del 1° de febrero de 2018 y manteniendo el Plan de Inversión Acordado en la RTI. El mismo compromiso fue también firmado por la empresa EDENOR en forma simultánea.

Como contrapartida el MINE se comprometió formalmente a impulsar la Aprobación (por parte de la Procuraduría de la Nación y la SIGEN) y la posterior firma del Acuerdo inicializado el 20 de abril por la Solución al Activo y Pasivo Regulatorio correspondiente al período de Transición Contractual. También se comprometió a avanzar con la firma de una nueva Addenda al Acuerdo Marco (suministros colectivos de barrios carenciados) atendiendo a las propuestas realizadas por EDESUR.

Adicionalmente, en forma verbal, se comprometió a reanudar las gestiones para la aprobación de la Resolución asociada a la Remuneración de la Subtransmisión brindada por EDESUR (PAFTT) y pendiente de la RTI.

En virtud del compromiso acordado, el 1° de agosto de 2018 se aplicó el 50% (7,925%) del aumento correspondiente a la aplicación del MMC de agosto de 2018 al Valor Agregado de Distribución. Conjuntamente con dicho aumento se reanudó la senda de eliminación de subsidios al precio mayorista de la energía, que había quedado retrasado por la devaluación de junio y julio. Con un aumento cercano al 50%, el cual llevó al precio de las Grandes Usuarios de las Distribuidoras (demanda mayor a 300 kW-mes) a ≈ 2.700 \$/MWh y al resto de la demanda de las distribuidoras a ≈ 1400 \$/MWh. Adicionalmente se aplicaron los ajustes ex-post correspondientes a la devolución de los costos de Transporte AT del Cuadro Tarifario anterior (modificación de normativa) y a los montos reconocido como compensación del impuesto a Débitos/Créditos y de las Tasas de Seguridad e Higiene.

Por otra parte, el MINE aprovechó la oportunidad para modificar los TOPES a la Tarifa Social (máximo % de facturación respecto a un cliente residencial normal), disminuyendo de esta forma los subsidios a esta tarifa y las distorsiones provocadas en este concepto a las Distribuidoras que aún se encuentran pendientes de solución y en análisis por parte del ENRE. Independientemente de lo cual se procedió a recurrir la resolución el día 13 de agosto.

El 23 de agosto de 2018, el ENRE, mediante la resolución 222, rechazó el recurso interpuesto por EDESUR contra el régimen sancionatorio por el apartamiento del Plan de Inversiones presentado en la RTI y publicado el 31 de mayo de 2018. A su vez el 5 de septiembre, EDESUR presentó un nuevo Recurso de Alzada en Subsidio contra dicha resolución.

En cuanto al Acuerdo para la solución del Activo y Pasivo Regulatorio, más allá del retraso en los plazos, se continúan cumpliendo los avances administrativos para la firma definitiva del acuerdo. Habiendo la Subsecretaría de Energía Eléctrica solicitado, la última semana de septiembre, tanto al ENRE como a las empresas involucradas la información conducente y necesaria para su elevación a la Procuraduría de la Nación y la SIGEN.

En otro orden de cosas, el día 18 de septiembre ingresó al Congreso el Proyecto de Ley de Presupuesto 2019 con déficit primario cero previsto para dicho año. Y el día 25 de septiembre el economista Guido Sandleris fue nombrado presidente del Banco Central en reemplazo de Luis Caputo.

Brasil

En Brasil existen tres tipos de modificación tarifaria: (i) Revisiones periódicas, las cuales se realizan según lo establecido en los contratos de concesión (en Enel Distribución Ceará cada 4 años y en Enel Distribución Río cada 5 años) que corresponden a la revisión de tarifa normales ("RTO"); (ii) Reajustes anuales pues a diferencia de otros países, en Brasil la tarifa no se indexa automáticamente con la inflación, ("IRT"); y (iii) Revisiones extraordinarias ("RTE"), cuando se produzcan eventos relevantes que pueden alterar el equilibrio económico financiero de las distribuidoras.

En septiembre de 2012, el Gobierno aprobó la Medida Provisoria N° 579, uno de cuyos objetivos fue reducir algunos gravámenes y recargos especiales de la tarifa eléctrica que pagaba el cliente final, y que en adelante serían cubiertos con presupuesto estatal. En enero de 2013, la Medida Provisoria se convirtió en la Ley 12.783, la que dio origen a la realización de Revisiones Tarifarias Extraordinarias, con un promedio de reducción de un 18% en todo el país. Para Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Ceará S.A., esta reducción tarifaria tuvo efecto desde finales de enero de 2012 hasta abril de 2013 (momento en el cual entraron en vigencia los reajustes anuales respectivos).

ANEEL finalizó en abril de 2014, el proceso de revisión periódica de tarifas de Enel Distribución Río S.A. para el período 2014-2019, con efecto retroactivo a contar del 15 de marzo de 2014.

El 1 de marzo de 2015, a través de la Resolución N° 1858/2015, Enel Distribución Ceará S.A. tuvo una revisión extraordinaria, incrementándose su tarifa un 10,28% para hacer frente a los aumentos en los cargos por concepto de la Cuenta de Desarrollo Energético) y los costos de compra de energía.

La última revisión tarifaria periódica de Enel Distribución Ceará S.A. se realizó en 2015 (la primera de nuestras empresas distribuidoras en usar la nueva metodología del cuarto ciclo tarifario) para el período 2015-2019, y ha sido aplicada desde el 22 de abril de 2015, y es provisional porque no se aprobaron las metodologías de revisión tarifaria en el tiempo. El aumento adicional promedio de las tarifas fue de 11,69%, según el aprobado en la Resolución N° 1882/2015. En 2016, se calculará la revisión final y las diferencias positivas y negativas derivadas de la aplicación de la nueva metodología se incluirán en el reajuste de 2016.

Enel Distribución Ceará S.A. empezará a usar la metodología del cuarto ciclo tarifario para su revisión tarifaria en marzo de 2019, pero en marzo de 2015 tuvo un incremento promedio anual ordinario final del 37,3% (Resolución 1869/2015), esencialmente debido a incrementos en la Parte A.

Finalmente, todavía en el ámbito del Cuarto Ciclo, se aprobó, el 17 de noviembre de 2015, el módulo 2.3 de los Procedimientos de Revisión Tarifaria, referente al cálculo de la Base de Remuneración, en el cual se crea un Banco de Precios de Referencia para valoración de algunas partidas de la base de remuneración en las siguientes revisiones tarifarias.

Con respecto a Enel Cien, la ANEEL aprobó el resultado de la primera revisión periódica, que se aplicó a contar del 1 de julio de 2015, con una disminución de un 7.49% en las tasas, según el aprobado en la Resolución N° 1.902/2015.

En Sesión de Directorio celebrada el 8 de marzo de 2016, la ANEEL homologó el reajuste tarifario de Enel Distribución Río a partir del 15 de marzo de 2016. El reajuste fue un aumento promedio de 7,38% para todos los clientes de Enel Distribución Río (7,15% para los consumidores de baja tensión y 7,89% para los consumidores de alta tensión).

El 12 de abril de 2016, la ANEEL a través de la Resolución N° 2061, aprobó los resultados definitivos de la cuarta revisión tarifaria periódica ("RTP") de Enel Distribución Ceará S.A., cuyos efectos fueron incluidos en el reajuste tarifario de 2016.

El 19 de abril de 2016, la ANEEL mediante la Resolución N° 2.065 estableció las tarifas de energía de Enel Distribución Ceará S.A. resultante del proceso de reajuste anual de tarifas 2016, donde el aumento medio percibido por los consumidores fue de un 12,97%.

Colombia

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) define la metodología de remuneración de las redes de distribución. Los cargos de distribución se revisan cada cinco años y se actualizan mensualmente de acuerdo con el Índice de Precios al Productor (IPP). Estos cargos incluyen el valor nuevo de remplazo de todos los activos en funcionamiento; el gasto de administración, operación y mantenimiento (AOM), así como los activos no eléctricos utilizados en el negocio de distribución.

Los cargos de distribución vigentes para Codensa fueron publicados por la CREG en octubre de 2009.

La revisión actual de los cargos de distribución regulados se inició en el año 2013 con la publicación de las bases de la metodología de remuneración propuestas por la CREG en la Resolución N° 43 de 2013. Dichas bases fueron complementadas con el desarrollo de los Propósitos y Lineamientos para la Remuneración de la Actividad Distribución para el período 2015-2019 contenidos en la Resolución CREG N° 079 de 2014.

La Comisión de Regulación emitió la Resolución CREG N° 95 de 2015 donde se define la metodología para el cálculo de la tasa de remuneración regulada (WACC) para las actividades de distribución y transmisión eléctrica, así como para la distribución y transporte de gas natural.

En febrero de 2018 la Comisión de Regulación publicó la Resolución CREG 015 de 2018 que decide de manera definitiva la Metodología de Remuneración de Distribución para el nuevo período tarifario, en la que se determinan la remuneración de la base de activos existente, la presentación de planes de inversiones, la remuneración de gastos de operación y mantenimiento y se define sendas de mejoramiento de pérdidas y calidad del servicio.

En abril de 2018 se publicaron los formatos para presentar la solicitud, La CREG expidió la Circular CREG 029 de 2018 para dar a conocer la estructura de Contenido de la Solicitud Tarifaria conforme la Res. CREG 015 de 2018, los formatos de reporte de información de diagnóstico, plan de inversión e Inventario de activos. A partir de esa fecha queda abierto el plazo de 90 días para que los Operadores de Red remitan a la CREG la Solicitud Tarifaria de acuerdo con la Nueva Metodología de Remuneración de Distribución.

Con respecto a la fórmula tarifaria, en febrero de 2016, la CREG expidió el proyecto de Resolución N° 240B de 2015, en el cual se propone la nueva fórmula tarifaria. La metodología plantea una fórmula tarifaria con resolución horaria, la incorporación de los contratos bilaterales y los contratos de futuros, se definen reglas para el caso de usuarios no regulados sean atendidos por el comercializador incumbente y se introduce un nuevo componente, AJ, como un factor de mitigación de variaciones extraordinarias del Costo Unitario de Prestación del Servicio. Se espera que el regulador publique una nueva Resolución en consulta y la Resolución definitiva durante el año 2018.

En septiembre la Comisión publicó la Resolución CREG 114 de 2018, por la cual se determinan los principios y condiciones generales que deben cumplir los mecanismos para la comercialización de energía eléctrica para que sus precios sean reconocidos en el componente de costos de compras de energía al usuario regulado

Perú

En Perú, se realiza un proceso para la determinación del Valor Agregado de Distribución (“VAD”) cada 4 años, utilizando la metodología de empresa modelo. En octubre de 2013, el OSINERGMIN publicó la Resolución N° 203/2013 estableciendo las tarifas de distribución de Enel Distribución Perú S.A para el período noviembre 2013 a octubre 2017, las mismas que mediante Resolución Ministerial N° 530-2016-MEM/DM, han sido prorrogadas hasta el 31 de octubre de 2018.

6. ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA O MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS Y OPERACIONES DISCONTINUADAS

6.1.- Proceso de reorganización societaria.

I. Antecedentes Generales

Con fecha 28 de Abril de 2015, la Sociedad informó a la SVS (actualmente CMF) mediante un hecho esencial que el Directorio de la compañía resolvió, por la unanimidad de sus miembros, iniciar un análisis de reorganización societaria (“reorganización”) tendiente a la separación de las actividades de generación y distribución de energía en Chile del resto de las actividades desarrolladas fuera de Chile, cuyo objetivo es resolver ciertas duplicidades y redundancias que derivan de su compleja estructura societaria existente a esa fecha y la generación de valor para todos sus accionistas, manteniendo los beneficios derivados de la pertenencia al Grupo Enel SpA.

La fase de “División” del proceso de reorganización se llevó a cabo como sigue:

La reorganización comenzó con la división de Enersis, y sus subsidiarias Empresa Nacional de Electricidad S.A. (“Endesa Chile”) y Chilectra S.A. (“Chilectra”).

Endesa Chile y Chilectra realizaron las divisiones de sus negocios fuera de Chile y sus activos y pasivos relacionados, resultando en la creación de Chilectra Américas S.A. (“Chilectra Américas”) como una nueva sociedad de la división de Chilectra y la creación de Endesa Américas S.A. (“Endesa Américas”) como una nueva sociedad de la división de Endesa Chile. A estas dos nuevas se les asignaron las participaciones (fundamentalmente, participaciones accionariales en sociedades domiciliadas en Argentina, Brasil, Colombia y Perú) y los correspondientes activos y pasivos de los negocios fuera de Chile de Chilectra y Endesa Chile. Después de las divisiones, cada una de las sociedades continuadora, Endesa Chile y Chilectra, retuvieron las participaciones y los correspondientes activos y pasivos de los negocios que actualmente desarrollan en Chile.

Siguiendo las divisiones de Endesa Chile y Chilectra, Enersis realizó la división de sus negocios en Chile y los correspondientes activos y pasivos, resultando en la creación de una nueva sociedad denominada Enersis Chile S.A., (“Enersis Chile”), a la cual le fueron asignados las participaciones y correspondientes activos y pasivos de los negocios de Enersis en Chile, incluyendo las participaciones en Endesa Chile y Chilectra (después de las divisiones de estas sociedades como se describió previamente). Después de la división, la sociedad continuadora de la división, Enersis cuyo nombre fue modificado a “Enersis Américas S.A.”, se le asignaron las participaciones e inversiones en las sociedades Endesa Américas y Chilectra Américas, y eventuales pasivos que se asignarían al negocio escindido.

Con fecha 1 de marzo de 2016, habiéndose cumplido las condiciones suspensivas, se materializó la división de Enersis, Endesa Chile y Chilectra. De esta manera, la nueva sociedad Enersis Chile es la sociedad holding del negocio chileno radicado en Endesa Chile y Chilectra, y la sociedad continuadora Enersis Américas conservó la calidad de sociedad holding del negocio internacional comprendiendo la participación en Endesa Américas y Chilectra Américas.

El 4 de octubre de 2016, las juntas extraordinarias de accionistas de Enersis Chile, Endesa Chile y Chilectra aprobaron el cambio de razón social de estas sociedades por Enel Chile S.A., Enel Generación Chile S.A. y Enel Distribución Chile S.A., respectivamente. El cambio de nombre se concretó finalmente el 18 de octubre de 2016, a través de la modificación de los estatutos de cada una de estas sociedades.

La fase de “Fusión” del proceso de reorganización se llevó a cabo como sigue:

En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 28 de septiembre de 2016, los respectivos accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, votaron y aprobaron con más de dos tercios de las acciones con derecho a voto de cada una de las entidades, la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas con y en Enersis Américas, siendo Enersis Américas la sociedad continuadora, bajo el nuevo nombre de “Enel Américas”. Con fecha 1 de diciembre de 2016, se materializó la Fusión, incorporándose en Enersis Américas la totalidad del patrimonio de Endesa Américas y de Chilectra Américas, sucediendo la primera en todos sus derechos y obligaciones a las segundas, las que se disolvieron de pleno derecho sin necesidad de liquidación.

Enel Américas continuará transando sus acciones públicamente en las Bolsas de Valores en Chile y sus ADS en la Bolsa de Valores de Nueva York (“NYSE”). En la fusión, las acciones y ADS de Endesa Américas y las acciones de Chilectra Américas fueron convertidas en acciones y ADS de Enersis Américas, como fuere aplicable, y Endesa Américas y Chilectra Américas dejaron de transar en las Bolsas de Valores en Chile y Endesa Américas dejó de transar en la Bolsa de Valores de Nueva York.

Para información detallada con respecto al proceso de fusión y sus efectos en el capital emitido y otros ítems de patrimonio referirse a Nota 26.1.1.

II. Aspectos Contables

Al 31 de diciembre de 2015, habiéndose cumplido los requisitos establecidos en la NIIF 5 “Activos no corrientes disponibles para la venta y operaciones discontinuadas”, se realizaron los siguientes registros contables:

(i) Activos y pasivos

Todos los activos y pasivos relacionados con el negocio de generación y distribución en Chile fueron considerados como “Activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios”, o como “Pasivos no corrientes o grupo de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta, según corresponda, habiéndose procedido a reclasificar sus saldos de acuerdo a lo indicado en la nota 4.j.

(ii) Otros resultados integrales acumulados en el patrimonio neto

Los saldos acumulados en reservas por otros resultados integrales, asociadas a los activos y pasivos mantenidos para distribución a los propietarios, fueron los siguientes:

Reservas generadas por	01/03/2016	01/01/2016
	MUS\$	MUS\$
Diferencias de cambio por conversión	(17.187)	19.155
Coberturas de flujo de caja	190.388	(203.776)
Ganancias o pérdidas sobre activos financieros a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(25)	25
Otras reservas	934	13.082
Total	174.110	(171.514)

(iii) Ingresos y gastos

Todos los ingresos y gastos correspondientes a los negocios de generación y distribución en Chile, objeto de distribución a los propietarios, generados hasta la fecha de materialización de la división de Enersis Américas fueron considerados como operaciones discontinuadas y se presentan en el rubro “Ganancias (pérdidas) procedentes de operaciones discontinuadas” del estado de resultados integrales consolidado.

A continuación, se presenta el desglose por naturaleza del rubro “Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas” al 29 de febrero de 2016:

ESTADO DE RESULTADOS	29/02/2016
Ganancia (pérdida)	MUS\$
Ingresos de actividades ordinarias	595.706
Otros ingresos, por naturaleza	3.788
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	599.494
Materias primas y consumibles utilizados	(350.008)
Margen de Contribución	249.486
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	4.980
Gastos por beneficios a los empleados	(23.808)
Gasto por depreciación y amortización	-
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(1.433)
Otros gastos por naturaleza	(24.536)
Resultado de Explotación	204.689
Otras ganancias (pérdidas)	-
Ingresos financieros	3.791
Costos financieros	(12.743)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	1.913
Diferencias de cambio	(31)
Resultado por unidades de reajuste	395
Ganancia (pérdida) antes de impuestos, operaciones discontinuadas	198.014
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones discontinuadas	(27.749)
GANANCIA (PÉRDIDA) OPERACIONES DISCONTINUADAS	170.265
Ganancia (Pérdida) operaciones discontinuadas atribuibles a:	
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a los propietarios de la controladora	115.174
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a participaciones no controladoras	55.089
TOTAL RESULTADO INTEGRAL OPERACIONES DISCONTINUADAS	170.263

Con la clasificación de las actividades de generación y distribución de energía en Chile como operaciones discontinuadas, estas líneas de negocio no se desglosan en la Nota 34 "Información por segmento".

A continuación, se presenta el desglose por naturaleza de los resultados integrales totales procedentes de operaciones discontinuadas al 29 de febrero de 2016, dichos resultados forman parte de los Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza por el periodo terminado el 30 de marzo de 2016:

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	29/02/2016 MUS\$
GANANCIA (PÉRDIDA) OPERACIONES DISCONTINUADAS	170.263
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, neto de impuestos	
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	-
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, neto de impuestos	
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión	(2.773)
Ganancias (pérdidas) por activos financieros medibles a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	-
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	(20.441)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo	18.712
Total Otro Resultado Integral de Operaciones Discontinuadas	(4.502)
RESULTADO INTEGRAL TOTAL OPERACIONES DISCONTINUADAS	165.761
Resultado integral de operaciones discontinuadas atribuible a:	
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	112.481
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	53.279
TOTAL RESULTADO INTEGRAL OPERACIONES DISCONTINUADAS	165.760

(iv) Flujos de efectivo

A continuación, se presentan los flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de operación, inversión y financiación atribuibles a las Operaciones discontinuadas al 29 de febrero de 2016:

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO RESUMIDOS	29/02/2016 MUS\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	224.787
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(68.237)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(130.432)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	26.118
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	11.141
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	37.259
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	203.140
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	240.399

7. COMBINACIONES DE NEGOCIOS Y ADQUISICIONES

7.1 ADQUISICIÓN DE ENEL DISTRIBUCIÓN GOIÁS (EX CELG DISTRIBUIÇÃO S.A.)

Con fecha 14 de febrero de 2017, nuestra filial Enel Brasil S.A., y previa obtención de las autorizaciones pertinentes por parte de la autoridad antitrust, el Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“CADE”) y del regulador sectorial, la Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), procedió a la firma del respectivo contrato de compraventa, pago y transferencia de acciones por el 99,88% del capital social de Enel Distribución Goiás, por un monto total de R\$2.269 millones (aproximadamente US\$720 millones), fecha desde la cual aplica la contabilización de compra establecida en NIIF 3, Combinaciones de Negocios.

Establecida en 1956 y con sus oficinas principales en Goiania, Enel Distribución Goiás opera en un territorio que cubre más de 337 mil kilómetros cuadrados, con una concesión vigente hasta el año 2045 y una base de 2.828.459 de clientes.

La compra de Enel Distribución Goiás fue financiada completamente con fondos recaudados en el aumento de capital de Enel Américas aprobado a fines del año 2012. Esta adquisición incrementa el número de clientes en 2.828.459 de Enel Brasil llegando a un total de 9.817.668 (el total de clientes antes de la incorporación correspondía a 6.989.209).

La moneda funcional de Enel Distribución Goia es el Real Brasileño (R\$). Enel Américas ha convertido los efectos iniciales de la combinación de negocios a su moneda de presentación usando el tipo de cambio vigente a la fecha de la adquisición. Al cierre de cada período de reporte los estados financieros de Enel Distribución Goiás son convertidos siguiendo el criterio contable detallado en la nota 2.7.3.

A partir de la fecha de adquisición, Enel Distribución Goiás contribuyó ingresos de actividades ordinarias por MUS\$1.519.239 y pérdidas antes de impuestos por MUS\$30.826 a los resultados de Enel Américas para el período terminado el 31 de diciembre de 2017. Si la adquisición hubiese ocurrido el 1 de enero de 2017, se estima que, para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2017, los ingresos de actividades ordinarias consolidados habrían incrementado en MUS\$1.624.297 y la ganancia consolidada antes de impuesto habría disminuido en MUS\$35.585.

Activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición

Activos netos adquiridos identificables	Valor razonable MR\$	Valor razonable MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	29.643	9.538
Otros activos no financieros corriente	198.054	63.727
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	973.382	313.199
Inventarios	24.618	7.921
Activos por impuestos corrientes	2.173	699
Otros activos financieros no corrientes	89.514	28.802
Otros activos no financieros no corrientes	698.435	224.731
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	204.480	65.794
Activos intangibles distintos de la plusvalía	5.936.985	1.910.306
Propiedades, planta y equipo	42.998	13.835
Activos por impuestos diferidos	-	-
Otros pasivos financieros corrientes	(480.165)	(154.500)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	(1.754.071)	(564.395)
Otras provisiones corrientes	(33.965)	(10.929)
Otros pasivos financieros no corrientes	(562.823)	(181.096)
Otras cuentas por pagar no corrientes	(1.584.665)	(509.888)
Otras provisiones no corrientes	(712.465)	(229.245)
Pasivo por impuestos diferidos	(529.958)	(170.521)
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	(273.502)	(88.003)
Total	2.268.668	729.975

Determinación de la plusvalía

	MR\$	MUS\$
Contraprestación transferida en efectivo	2.268.667	729.975
(-) Valor neto activos adquiridos y pasivos asumidos	(2.268.667)	(729.975)
Monto plusvalía comprada	-	-

A continuación, se muestran los montos pagados para obtener el control de Enel Distribución Goiás :

Efectivo y equivalentes al efectivo para obtener el control de Enel Distribución Goiás	MUS\$
Importes por la adquisición pagados en efectivo y equivalentes al efectivo	(729.975)
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en la entidad adquirida	9.573
Total neto	(720.402)

7.2 ADQUISICIÓN ELETROPAULO METROPOLITANA DE ELETRICIDADE DE SAO PAULO S.A. (“ELETROPAULO”)

Con fecha 17 de abril de 2018, la filial Enel Brasil S.A., a través del vehículo 100% de su propiedad Enel Invetimentos Sudeste S.A. (Enel Sudeste), lanzó una Oferta Pública de Acciones (OPA) voluntaria sobre todas las acciones emitidas por la distribuidora de energía eléctrica brasileña Eletropaulo Metropolitana de Eletricidade de Sao Paulo S.A. (“Eletropaulo”), condicionada a la adquisición de más del 50% de tales acciones de manera de obtener el control de la misma.

Con fecha 4 de Junio, Enel Sudeste recibió la aprobación de la autoridad brasileña de la Libre Competencia, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“CADE”). En esta misma fecha se confirmó el éxito de la OPA y la adquisición de la subasta inicial, que fue perfeccionada mediante el pago del precio y transferencia de las acciones a favor de Enel Sudeste, la que tuvo lugar el día 7 de junio de 2018, fecha desde la cual aplica la contabilización de compra establecida en NIIF 3, Combinaciones de Negocios. En concreto, se adquirieron 122.799.289 acciones, todas de una misma clase, que correspondían al 73,38% del capital social de Eletropaulo por un total de MR\$5.552.984 (aproximadamente a US\$1.484 millones).

Atendiendo a que los accionistas de Eletropaulo tenían plazo hasta el día 4 de julio de 2018 para vender a Enel Sudeste el remanente de acciones, al mismo precio ofrecido en la OPA (45,22 Reales brasileños por acción), durante los meses de junio y julio se perfeccionaron incrementos de participación adicionales. En efecto, los días 22 y 30 de junio y 2 y 4 de julio de 2018 se adquirieron 4.692.338, 4.856.462, 14.525.826 y 9.284.666 acciones, respectivamente, equivalentes a un total de MR\$1.516.362 (aproximadamente de US\$ 384 millones). Estas adquisiciones posteriores representaron un aumento desde el 73,38% hasta el 95,05%.

Con fecha 19 de septiembre de 2018 el Consejo de Administración de Eletropaulo aprobó un aumento de capital social de la compañía por un valor de MR\$1.500.000, mediante la emisión de 33.171.164 de nuevas acciones. Enel Sudeste concurre a este aumento de capital, adquiriendo 33.164.964 de las nuevas acciones (aproximadamente de US\$ 395 millones) con lo cual incrementó su participación hasta el 95,88% de la compañía.

Complementando lo anterior, con fecha 11 de Junio de 2018, la Agência Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) emitió nota técnica aprobando la toma de control de Eletropaulo, la cual se produjo con la compra de las acciones citadas en los párrafos precedentes. Esta nota técnica fue publicada por la Aneel con fecha 26 de Junio de 2018.

La moneda funcional de Eletropaulo es el Real Brasileño (R\$). Enel Américas ha convertido los efectos iniciales de la combinación de negocios a su moneda de presentación usando el tipo de cambio vigente a la fecha de la adquisición. Al cierre de cada período de reporte los estados financieros de Eletropaulo son convertidos siguiendo el criterio contable detallado en la nota 2.7.3.

Eletropaulo posee un área bajo concesión que abarca 4.526 km², la cual concentra la mayor parte del producto interno bruto y la más alta densidad demográfica en Brasil, con 1.581 unidades consumidoras por km², lo que corresponde al 33,3% del total de energía eléctrica consumida en el Estado de Sao Paulo y el 9,3% 5 del total de Brasil. Atiende una demanda de aproximadamente 7,2 millones de unidades consumidoras, cuenta con 7.355 colaboradores propios, y dispone de una infraestructura conformada por 156 subestaciones.

La compra de Eletropaulo fue financiada con un banco brasileño e instituciones internacionales.

A partir de la fecha de adquisición, Eletropaulo contribuyó ingresos de actividades ordinarias por MUS\$1.377.897 y pérdidas antes de impuestos por MUS\$7.036 a los resultados de Enel Américas para el período terminado el 30 de septiembre de 2018. Si la adquisición hubiese ocurrido el 1 de enero de 2018, se estima que, para el período finalizado

al 30 de septiembre de 2018, los ingresos de actividades ordinarias consolidados habrían incrementado en MUS\$2.769.874 y el resultado antes de impuesto habría disminuido en MUS\$61.713.

Activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición

Activos netos adquiridos identificables	Valor razonable provisional MR\$	Valor razonable provisional (*) MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	1.037.105	274.147
Otros activos no financieros corrientes	313.233	82.800
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	4.066.090	1.074.825
Inventarios	300.327	79.388
Activos por impuestos corrientes	41.179	10.885
Otros activos financieros no corrientes	3.205.469	847.329
Otros activos no financieros no corrientes	560.503	148.163
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	277.105	73.250
Activos intangibles distintos de la plusvalía	4.866.904	1.286.511
Propiedades, planta y equipo	65.804	17.395
Propiedad de inversión	44.049	11.644
Activos por impuestos diferidos	2.819.671	745.348
Otros pasivos financieros corrientes	(2.266.501)	(599.124)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	(4.138.229)	(1.093.894)
Otras provisiones corrientes	(505.635)	(133.659)
Otros pasivos no financieros corrientes	(226)	(60)
Otros pasivos financieros no corrientes	(2.471.646)	(653.352)
Otras cuentas por pagar no corrientes	(567.355)	(149.974)
Otras provisiones no corrientes	(1.590.183)	(420.347)
Pasivo por impuestos diferidos	(759.288)	(200.709)
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	(3.683.120)	(973.591)
Total	1.615.256	426.975

Determinación de la plusvalía

	MR\$	MUS\$
Contraprestación transferida en efectivo	7.069.345	1.864.582
Participaciones no controladoras asumidas en la adquisición	79.906	21.122
(-) Valor neto activos adquiridos y pasivos asumidos	(1.615.256)	(426.974)
Monto provisional plusvalía comprada	5.533.995	1.458.730

La consideración de compra ha sido asignada de manera provisional basado en las estimaciones de la administración. La Sociedad está en proceso de realizar la determinación final del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos. La finalización de la asignación del precio de compra podría generar ciertos ajustes a los montos asignados presentados en la tabla anterior.

A continuación, se muestran los montos pagados para obtener el control de Eletropaulo:

Efectivo y equivalentes al efectivo para obtener el control de Eletropaulo	MUS\$
Importes por la adquisición pagados en efectivo y equivalentes al efectivo	(1.864.582)
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en la entidad adquirida	274.147
Total neto	(1.590.435)

8. HIPERINFLACION ARGENTINA

A contar de julio de 2018, la economía de Argentina es considerada como hiperinflacionaria, de acuerdo a los criterios establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad N°29 - *Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias*. Esta determinación fue realizada en base a una serie de criterios cualitativos y cuantitativos, entre los cuales destaca la presencia de una tasa acumulada de inflación superior al 100% durante tres años.

De acuerdo a lo establecido en la NIC 29, los estados financieros de las sociedades en que Enel Américas participa en Argentina han sido reexpresados retrospectivamente aplicando un índice general de precios al costo histórico, con el fin de reflejar los cambios en el poder adquisitivo del peso argentino, a la fecha de cierre de los presentes estados financieros.

Los activos y pasivos no monetarios fueron reexpresados desde febrero de 2003, última fecha en que un ajuste por inflación fue aplicado para propósitos contables en Argentina. En este contexto, cabe mencionar que el Grupo efectuó su transición a NIIF el 1 de enero de 2004, aplicando la excepción de costo atribuido para las Propiedades, plantas y equipos.

Para propósitos de consolidación en Enel Américas y como consecuencia de la aplicación de NIC 29, los resultados y la situación financiera de nuestras subsidiarias Argentina, fueron convertidos al tipo de cambio de cierre (\$Arg/USD) al 30 de septiembre de 2018, de acuerdo a lo establecido por la NIC 21 "Efectos de las variaciones en los tipos de cambio de la moneda extranjera", cuando se trata de una economía hiperinflacionaria (ver Nota 2.7.4). Anteriormente, los resultados de las filiales argentinas se convertían a tipo de cambio medio del período, como ocurre para la conversión de los resultados del resto de las subsidiarias en operación en otros países cuyas economías no son consideradas hiperinflacionarias.

Considerando que la moneda funcional y de presentación de Enel Américas no corresponde a la de una economía hiperinflacionaria, según las directrices establecidas en NIC 29, la reexpresión de períodos comparativos no es requerida en los estados financieros consolidados del Grupo.

Los índices generales de precios utilizados al cierre de los períodos reportados son:

	Índice general de precios
Inflación histórica acumulada hasta 31 de diciembre de 2017	529,73%
Desde enero a septiembre de 2018	28,19%

La aplicación por primera vez de NIC 29 dio origen a un ajuste positivo en los resultados acumulados de Enel Américas, por un monto de MUS\$ 849.519 (neto de impuestos) al 1 de enero de 2018, de los cuales MUS\$582.292 son atribuibles a los accionistas de Enel Américas. Por otra parte, durante el ejercicio 2018, la aplicación de esta normativa generó un ingreso financiero de MUS\$122.460 (antes de impuesto). Ver nota 33.

A continuación se presenta un resumen de los efectos en los Estados de Situación Financiera Consolidados y Estado de Resultados Integrales Consolidados de Enel Américas:

ACTIVOS	Ajuste inicial al 01-01-2018 MUS\$	Efectos Hiperinflación del período MUS\$	Diferencia de conversión MUS\$	Efecto total de hiperinflación y conversión al 30-09-2018 MUS\$
Inventarios corrientes	6.838	2.730	(3.556)	6.012
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	6.838	2.730	(3.556)	6.012
Activos intangibles distintos de la plusvalía	7.222	2.252	(3.757)	5.717
Propiedades, planta y equipo	1.121.135	278.978	(583.145)	816.968
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES	1.128.357	281.230	(586.902)	822.685
TOTAL ACTIVOS	1.135.195	283.960	(590.458)	828.697
PASIVOS				
Pasivo por impuestos diferidos	285.676	70.528	(148.591)	207.613
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES	285.676	70.528	(148.591)	207.613
TOTAL PASIVOS	285.676	70.528	(148.591)	207.613
PATRIMONIO				
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	582.292	148.899	(302.872)	428.319
Participaciones no controladoras	267.227	64.533	(138.995)	192.765
PATRIMONIO TOTAL	849.519	213.432	(441.867)	621.084
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	1.135.195	283.960	(590.458)	828.697

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS Ganancia (pérdida)	Efecto de hiperinflación MUS\$ (I)	Efecto de conversión MUS\$ (II)	Total Ajustes MUS\$ (III)
Ingresos de actividades ordinarias	67.538	(499.447)	(431.908)
Otros ingresos, por naturaleza	768	(5.376)	(4.608)
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	68.306	(504.823)	(436.516)
Materias primas y consumibles utilizados	(32.844)	257.227	224.383
Margen de Contribución	35.462	(247.596)	(212.133)
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	2.085	(17.192)	(15.107)
Gastos por beneficios a los empleados	(12.238)	90.114	77.876
Gasto por depreciación y amortización	(56.974)	17.432	(39.543)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	14.006	14.006
Otros gastos por naturaleza	(8.643)	43.602	34.960
Resultado de Explotación	(40.308)	(99.634)	(139.941)
Otras ganancias (pérdidas)	2	(43)	(41)
Ingresos financieros	3.020	(27.570)	(24.550)
Costos financieros	(8.717)	71.026	62.308
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	(674)	(674)
Diferencias de cambio	1.263	(72.818)	(71.554)
Resultado por unidades de reajuste	122.460	-	122.460
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	77.720	(129.713)	(51.992)
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(63.877)	45.651	(18.226)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	13.843	(84.062)	(70.218)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	13.843	(84.062)	(70.218)
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	19.556	(37.423)	(17.867)
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	(5.713)	(46.639)	(52.351)
GANANCIA (PÉRDIDA)	13.843	(84.062)	(70.218)

- (i) Corresponde a los resultados que surgen de la posición neta de activos y pasivos monetarios, según define NIC 29. Este resultado se determina mediante la reexpresión de los activos y pasivos no monetarios, como así también de aquellas cuentas de resultados que no se determinen de una base ya actualizada.
- (ii) Corresponde a la diferencia que surge al convertir los resultados de las filiales argentinas a tipo de cambio de cierre, como define NIC 21 cuando se trata de economías hiperinflacionarias, versus tipo de cambio medio, que es la metodología que anteriormente se aplicaba a las empresas argentinas y al resto de las filiales de Enel Américas que operan en otros países de la región (economías no hiperinflacionarias).
- (iii) Suma de (i) + (ii).

9. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

- a) La composición del efectivo y equivalentes al efectivo al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$
Efectivo en caja	3.787	8.410
Saldos en bancos	501.994	655.226
Depósitos a corto plazo	841.357	629.716
Otros instrumentos de renta fija	199.462	179.411
Total	1.546.600	1.472.763

Los depósitos a corto plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo. Los otros instrumentos de renta fija corresponden fundamentalmente a operaciones de pactos de compra con retroventa con vencimiento inferior a 90 días, desde la fecha de inversión. No existen restricciones por montos significativos a la disposición de efectivo.

- b) El detalle por tipo de moneda del efectivo y efectivo equivalente, es el siguiente:

Moneda	Saldo al	
	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$
Pesos Chilenos	101.351	475
Pesos Argentinos	96.344	219.761
Pesos Colombianos	239.136	322.022
Real Brasileño	571.416	470.360
Nuevo Sol Peruano	122.129	145.950
Dólares Estadounidenses	412.528	306.590
Euros	3.696	7.605
Total	1.546.600	1.472.763

- c) La siguiente tabla presenta los principales flujos utilizados en "Otros pagos por actividades de operación" incluidos en el Estado de Flujos de Efectivo:

Otros pagos de actividades de operación	Saldo al	
	30/09/2018 MUS\$	30/09/2017 MUS\$
Pagos por otros impuestos (VAT, ICMS, PIS/COFINS, Impuestos a las ventas, Impuestos aduaneros, impuestos transferencias bancarias) (1)	(1.883.992)	(1.433.275)
Pagos por recaudación realizadas por contrato Codensa Hogar (2)	(468.528)	(485.241)
Pagos por la cuenta de desarrollo energético (CDE) (3)	(590.740)	(445.225)
Otros pagos varios de actividades de operación (4)	(678.222)	(392.499)
Total otros pagos por actividades de operación	(3.621.482)	(2.756.240)

- (1) Los principales componentes de pagos por otros impuestos son los siguientes:

- ICMS: ICMS: Es un impuesto al valor agregado (IVA) estatal en Brasil, aplicado sobre la venta de bienes y servicios de telecomunicaciones y transporte. Los pagos por concepto de ICMS fueron MUS\$1.457.122 y MUS\$1.031.461 por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, respectivamente.
- Impuestos PIS/COFINS: En Brasil, el "Programa de Integração Social" (PIS), es un impuesto de contribución social que pagan las compañías, cuyo objetivo es financiar el pago del seguro de desempleo y de ayuda a trabajadores de baja renta, mientras que el "Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social" (COFINS), es un impuesto de contribución federal, aplicado sobre los ingresos brutos provenientes de las ventas comerciales. Los montos totales pagados por PIS/COFINS fueron MUS\$315.348 y MUS\$265.363 por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, respectivamente.
- Pagos por impuestos a las ventas en Perú por MUS\$62.165 y MUS\$64.535 por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, respectivamente.

- (2) Nuestra filial Colombiana Codensa, firmó un acuerdo con un tercero no relacionado para desarrollar un negocio con los clientes de Codensa. En virtud de este acuerdo, Codensa administra la recaudación de las cuentas por cobrar de la otra parte del acuerdo, dado que ellas son facturadas como parte de las facturas que Codensa emite

mensualmente a sus clientes. Los pagos están relacionados con los montos mensualmente cobrados bajo el acuerdo de administración de cobranza, mientras que los cobros se presentan como “Otros cobros de actividades de la operación”.

- (3) En Brasil, la Ley 10,438/2002 creó la “Conta de Desenvolvimento Energético” (Cuenta de Desarrollo Energético - CDE). La CDE es un fondo gubernamental cuyo objetivo es promover el desarrollo de fuentes alternativas de energía, promover la globalización de los servicios energéticos y subsidiar clientes residenciales de baja renta. El fondo es financiado mediante cargos incluidos en las tarifas a clientes y generadores y contribuciones gubernamentales.
- (4) Otros pagos varios de actividades de operación incluyen diversos tipos de pagos individualmente no significativos que están relacionados con actividades de la operación.

- d) La siguiente tabla detalla los cambios en los pasivos que se originan por actividades de financiamiento del Grupo al 30 de septiembre de 2018, incluyendo aquellos cambios que representan flujos de efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo. Los pasivos que se originan por actividades de financiamiento son aquellos para los cuales flujos de efectivo fueron, o flujos de efectivo serán, clasificados en el estado de flujos de efectivo como flujos de efectivo de actividades de financiación:

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al		Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo						Saldo al	
	01/01/2018		Provenientes	Utilizados	Intereses Pagados	Total	Adquisición de subsidiarias	Ventas de subsidiarias	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Costos financieros	Nuevos arrendamientos financieros	Otros cambios	30/09/2018
	(1)	(1)												
Préstamos bancarios (Nota 20.1)	1.501.723	734.680	(389.516)	(74.090)	271.074	248.027	-	-	(136.858)	136.689	-	(10.819)	2.009.836	
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 20.1)	3.178.008	3.527.945	(983.701)	(191.827)	2.352.417	1.114.033	-	-	(434.040)	234.322	-	(10.772)	6.433.968	
Arrendamiento financiero (Nota 20.1)	104.492	-	(21.878)	(5.288)	(27.166)	22.677	-	-	(3.753)	5.752	15.107	2.627	119.736	
Otros préstamos (Nota 20.1)	219.735	-	(31.643)	(11.687)	(43.330)	-	-	-	(24.446)	21.219	-	3.296	176.474	
Instrumentos derivados de cobertura (Nota 22)	3.284	4.883	(267)	(22.716)	(18.100)	-	-	17.994	(155.865)	21.475	-	1.210	(130.002)	
Instrumentos derivados de no cobertura (Nota 22)	3.336	15.496	-	-	15.496	-	-	(23.328)	5.562	(36.447)	-	(9.876)	(45.257)	
Préstamos de empresas relacionadas (Nota 12.1 b))	-	-	-	-	-	-	-	-	(6)	5	-	-	-	
Otras Cuentas por pagar	112.086	-	(14.314)	-	(14.314)	-	-	-	(54.543)	24.177	-	(21.854)	45.552	
Total	5.122.664	4.283.004	(1.441.319)	(305.608)	2.536.077	1.384.737	-	(5.334)	(803.948)	407.192	15.107	(46.188)	8.610.307	

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al		Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo						Saldo al	
	01/01/2017		Provenientes	Utilizados	Intereses Pagados	Total	Adquisición de subsidiarias	Ventas de subsidiarias	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Costos financieros	Nuevos arrendamientos financieros	Otros cambios	30/09/2017
	(1)	(1)												
Préstamos bancarios (Nota 20.1)	964.845	389.968	(255.645)	(54.916)	79.407	55.421	-	(371)	13.278	69.159	-	(1.918)	1.179.821	
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 20.1)	3.154.734	215.551	(346.365)	(177.141)	(307.955)	-	-	-	49.835	172.044	-	11.167	3.079.825	
Arrendamiento financiero (Nota 20.1)	125.190	-	(35.787)	(81)	(35.868)	-	-	-	(35)	4.462	17.239	965	111.953	
Otros préstamos (Nota 20.1)	63.001	-	(90.877)	(25.127)	(116.004)	273.635	-	(15.725)	6.001	15.717	-	7.102	233.727	
Instrumentos derivados de cobertura (Nota 22)	21.027	230	(12.749)	-	(12.519)	-	-	(7.370)	7.116	11.352	-	(541)	19.065	
Instrumentos derivados de no cobertura (Nota 22)	-	-	(12.878)	-	(12.878)	-	-	19.845	112	2.541	-	-	9.620	
Total	4.328.797	605.749	(754.301)	(257.265)	(405.817)	329.056	-	(3.621)	76.307	275.275	17.239	16.775	4.634.011	

- (1) Saldo correspondiente a la porción corriente y no corriente.
- (2) Corresponde al devengamiento de intereses.
- (3) El monto de Pagos de préstamos del ejercicio 2018 por MUS\$1.404.860, corresponde al Flujo de Financiamiento Utilizado en Préstamos bancarios, Obligaciones con el público no garantizadas y Otros préstamos de esta conciliación.

10. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

La composición de otros activos financieros al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es la siguiente:

Otros activos financieros (*)	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados (1)	80.600	49.757	14	1.104
Activos financieros medidos a costo amortizado (1)	85.400	43.737	-	27
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados CINIIF 12 (2)	-	-	2.123.378	1.312.871
Activos financieros a valor razonable con cambio en otro resultado Integral	-	-	724	-
Activos financieros medidos a costo amortizado CINIIF 12 (3)	12.090	14.286	341.541	413.435
Instrumentos Derivados Cobertura	8.292	2.168	125.510	19.932
Instrumentos Derivados No Cobertura	27.548	404	18.502	4.898
Total	213.930	110.352	2.609.669	1.752.267

(*) Ver nota 22.1.a.

- (1) Los montos incluidos en activos financieros medidos a valor razonable y activos financieros a costo amortizado, corresponden principalmente a depósitos a plazo y otras inversiones de alta liquidez, que son fácilmente convertibles en efectivo y están sujetas a un bajo riesgo de alteraciones en su valor, pero no cumplen estrictamente con la definición de equivalentes de efectivo tal como se define en la nota 4.f.2 (por ejemplo, con vencimiento superior a 90 días desde el momento de la inversión).
- (2) Corresponden a acuerdos de concesión los cuales incluyen a Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goias S.A. y Eletropaulo S.A. (cuyos saldos al 30 de septiembre de 2018 son MUS\$808.614, MUS\$435.030, MUS\$31.181 y MUS\$848.553, respectivamente). La legislación vigente establece, entre otros aspectos, que el Gobierno, en su calidad de concedente, utilizará el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para efectuar el pago que le corresponde a las empresas concesionarias, como concepto de indemnización, por aquellos activos que no hayan sido amortizados al final del período de concesión. Mensualmente las distribuidoras ajustan los importes en libros del activo financiero, computado el valor presente de los flujos de efectivo estimados, utilizando la tasa de interés efectiva al pago que le corresponde al fin de la concesión, ver nota 4.c.1.
- (3) Correspondiente a acuerdo de concesión en Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande), ver nota 4.c.1.

11. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

a) La composición de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es la siguiente:

Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	Corrientes		No Corrientes	
	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	4.620.859	3.020.667	1.037.846	712.717
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	2.946.196	2.342.813	138.376	96.367
Otras cuentas por cobrar, bruto (1)	1.674.663	677.854	899.470	616.350

Cuentas comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	Corrientes		No Corrientes	
	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	4.000.751	2.465.905	1.031.765	712.717
Cuentas comerciales por cobrar, neto	2.326.088	1.791.262	132.295	96.367
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	1.674.663	674.643	899.470	616.350

(1) Incluye principalmente al 30 de septiembre de 2018, cuentas por cobrar al personal por MUS\$28.491 (MUS\$22.330 al 31 de diciembre de 2017); impuestos por recuperar (IVA) por MUS\$110.815 (MUS\$70.945 al 31 de diciembre de 2017); cuentas por cobrar de nuestras subsidiarias brasileñas Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Ceará S.A. como consecuencia de la firma en diciembre de 2014 del addendum en los contratos de concesión en donde se reconoce como compensables determinados costos incurridos por las compañías distribuidoras a recuperar y/o compensar en periodos tarifarios posteriores por MUS\$1.670.357 (MUS\$365.086 al 31 de diciembre de 2017), las cuales se encuentran garantizadas por el estado brasileño; cuentas por cobrar por MUS\$200.779 (MUS\$243.022 al 31 de diciembre de 2017) a consumidores de "baja renta" (bajos ingresos) a los cuales se les realiza un descuento social, lo que determina una tarifa final denominada de "baja renta", donde el Estado brasileño compensa a nuestras subsidiarias Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goias y Eletropaulo, ese descuento a título de subsidio estatal; cuentas por cobrar relacionadas con proyecto VOSA en Argentina por MUS\$388.257 (MUS\$353.738 al 31 de diciembre de 2017).

No existen restricciones a la disposición de este tipo de cuentas por cobrar de monto significativo.

El grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2018 y 2017.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota 12.1.

b) Al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, el análisis de cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas, pero no deterioradas es el siguiente:

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas (*)	Saldo al	
	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$
Con antigüedad menor de tres meses	515.406	410.907
Con antigüedad entre tres y seis meses	77.060	93.335
Con antigüedad entre seis y doce meses	102.791	48.104
Con antigüedad mayor a doce meses	114.422	52.305
Total	809.679	604.651

(*) Estos saldos corresponden a cuentas por cobrar vencidas no deterioradas y a la porción no afecta a provisión de otras cuentas por cobrar vencidas.

c) Los movimientos en la provisión de deterioro de cuentas comerciales fueron las siguientes:

Cuentas Comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	Corriente y no corriente MUS\$
Saldo al 1 de enero de 2017	288.380
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	124.120
Montos castigados	(81.995)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(18.406)
Otros movimientos	242.663
Saldo al 31 de diciembre de 2017	554.762
Ajuste Saldo Inicial por NIIF 9	(3.828)
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	94.981
Montos castigados	(32.049)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(124.798)
Otros movimientos	137.121
Saldo al 30 de septiembre de 2018	626.189

(*) Ver Nota 30. Pérdidas por deterioro de activos financieros.

El aumento de las provisiones por deterioro de cuentas comerciales de Enel Américas ascendió a MUS\$94.981 y MUS\$106.888 durante los periodos terminados al 30 de septiembre de 2018 y 2017, respectivamente (Ver Nota 30).

Castigos de deudores incobrables

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores. En el caso de nuestro negocio de Generación, para los pocos casos que ocurren en cada país, el proceso conlleva normalmente, por lo menos, un año de gestiones. En nuestro negocio de Distribución, considerando las casuísticas propias de cada país, el proceso supone al menos 6 meses en Argentina y Brasil y 12 meses en Colombia y Perú. Con todo, el riesgo de incobrabilidad, y por lo tanto el castigo de nuestros clientes, es limitado. (Ver notas 4.f.3 y 21.5).

d) Información adicional:

- Información adicional estadística requerida por oficio circular N° 715 de la CMF, de fecha 3 de febrero de 2012, (taxonomía XBRL). Ver Anexo 2.
- Información complementaria de Cuentas Comerciales. Ver Anexo 2.1.

12. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Las transacciones y saldos con entidades relacionadas se realizan en condiciones de mercado.

Las transacciones entre sociedades que integran el Grupo Enel Américas han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se desglosan en esta nota.

A la fecha de los presentes estados financieros, no existen garantías otorgadas asociadas a los saldos entre entidades relacionadas, ni provisiones por deudas de dudoso cobro.

La controladora de Enel Américas es la sociedad italiana Enel S.p.A..

12.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es la siguiente:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al			
							Corriente		No corriente	
							30/09/2018	31/12/2017	30/09/2018	31/12/2017
				MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$			
Extranjera	Endesa España	España	Matriz común	Euros	Otros servicios	Más de 90 días	18	18	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1	1	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	83	35	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales	España	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	76	-	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales	España	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	75	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	20	41	112	255
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	32	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	1.289	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	20	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	10	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	3	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	2	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	23	22	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.397	4	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	8	1.489	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	24	16	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	100	94	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	120	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	435	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	884	918	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	107	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.p.a	Italia	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	41	-	-	-
Extranjera	Yacylec S.A.	Argentina	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	1	-	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	México	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	17	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	México	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	29	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	México	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	37	37	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	867	1.670	1.624	2.590
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	233	260	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	18	25	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	6	12	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	31	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	25	-	-	-
Extranjera	Enel Energia SPA	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	83	87	-	-
Extranjera	Enel Green Power Argentina	Argentina	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	291	594	-	-
Extranjera	Enel Green Power North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	26	6	-	-
78.932.860-9	Gas Atacama Chile	Chile	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	103	126	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia SAS	Colombia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	138	343	-	-
Extranjera	Enel Iberia Srl	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	32	-	-	-
Extranjera	Enel Iberia Srl	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	1.288	-	-	-
Extranjera	Energética Monzon S.A.C.	Perú	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	73	-	-	-
Extranjera	Energética Monzon S.A.C.	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	122	-	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	50	-	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	87	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Peru (USD)	Perú	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	335	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Peru (USD)	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	641	-	-	-
Total							7.696	7.403	1.736	2.845

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al			
							Corriente		No corriente	
							30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A.	España	Matriz común	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	27	57	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	81	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	237	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	96	258	-	-
78.932.860-9	Gas Atacama Chile	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	161	81	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	205	170	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	2.771	1.731	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común	Euros	Compra de materiales	Menos de 90 días	-	897	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	15	136	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	7.705	7.865	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	1.549	1.302	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	157	261	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	60	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	208	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	8	16	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	2.338	1.809	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	432	270	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	3.198	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	5.446	2.961	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	55	2.386	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	670	-	-	-
Extranjera	Yacvec S.A.	Argentina	Matriz común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	95	60	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	1.925	1.857	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	331	-	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	9.515	15.972	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	590	603	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	31.824	41.175	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	5.455	5.546	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	12.286	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	US\$	Dividendos	Menos de 90 días	-	110.188	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	202	232	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	275	121	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	-	57	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.p.a	Italia	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	591	-	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	586	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	28.461	24.302	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	-	274	-	-
76.250.019-1	Enel Green Power Chile Ltda.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	63	-	-
Extranjera	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	26	58	-	-
Extranjera	Enel Green Power SPA	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	80	-	-
Extranjera	Enel Green Power Italia	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	77	-	-
Extranjera	Enel Iberia SRL	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	140	-	-	-
Extranjera	Enel Iberia SRL	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	427	-	-	-
Extranjera	Enel Sole	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	899	-	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation SRL	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	232	-	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation SRL	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	1.671	-	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	139	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Peru (USD)	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	60	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Peru (USD)	Peru	Matriz Común	Soles	Peajes	Menos de 90 días	307	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Peru (USD)	Peru	Matriz Común	Soles	Compra de Energía	Menos de 90 días	52	-	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	513	-	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	13.220	-	-	-
Extranjera	Cesi S.p.A.	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	544	-	-	-
Extranjera	Endesa Distribución Eléctrica	España	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	217	-	-	-
Total							131.840	225.027	-	-

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:

El detalle de las transacciones con entidades relacionadas no consolidables son los siguientes:

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	30/09/2018 MUS\$	30/09/2017 MUS\$
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz común	Otros ingresos de explotación	80	64
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(42)	(214)
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	Servicios externalizados	(1.169)	(1.984)
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	-	(180)
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	Otros ingresos de explotación	-	10
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales	España	Matriz común	Otros ingresos de explotación	193	200
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	-	(1)
Extranjera	Endesa España	España	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(94)	(121)
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz común	Otros ingresos de explotación	(700)	(444)
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(342)	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	(5.156)	(13.863)
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	(452)	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Otros ingresos de explotación	462	483
Extranjera	ENEL ITALIA SERVIZI SRL	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(8.750)	(8.473)
Extranjera	ENEL ITALIA SERVIZI SRL	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(2.107)	-
Extranjera	ENEL ITALIA GLOBAL	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(854)	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	4	(1.400)
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	México	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	-	39
Extranjera	Enel Green Power Italia	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	-	(80)
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(45)	(147)
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(841)	(58)
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	(3.328)
76.788.080-4	Gas Alacama Chile	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(336)	(366)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros ingresos financieros	-	431
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	9	13
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(5.886)	(2.819)
Extranjera	Yacylec S.A.	Argentina	Asociada	Otras prestaciones de servicios	5	11
Extranjera	Yacylec S.A.	Argentina	Asociada	Otros gastos fijos de explotación	(55)	(106)
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	26	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(681)	(114)
Extranjera	Enel Energia SPA	Italia	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	(3)	85
Extranjera	Enel Green Power Colombia SAS	Colombia	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	352	151
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	21.960	15.316
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(91.438)	(57.876)
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Peajes de Electricidad	144	129
Extranjera	Enel Green Power North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	21	-
Extranjera	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(93)	-
Extranjera	Enel Green Power Spa	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(511)	-
Extranjera	Enel Iberia SRL	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(257)	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation SRL	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(237)	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation SRL	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(1.704)	-
Extranjera	Enel Green Power Peru (USD)	Perú	Matriz Común	Peajes de Electricidad	(1.141)	-
Extranjera	Enel Green Power Peru (USD)	Perú	Matriz Común	Compra de Energía	(2.205)	-
Extranjera	Enel Green Power Peru (USD)	Perú	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	971	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	(2)	-
Extranjera	Enel Map	Italia	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	(512)	-
Extranjera	Enel Map	Italia	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	(13.072)	-
Extranjera	Energética Monzon S.A.C.	Perú	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	196	-
Extranjera	Endesa Distribución Eléctrica	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(223)	-
Total					(114.485)	(74.642)

Los trasposos de fondos de corto plazo entre empresas relacionadas, se estructuran bajo la modalidad de cuenta corriente, estableciéndose para el saldo mensual una tasa de interés variable, de acuerdo a las condiciones de mercado. Las cuentas por cobrar y pagar originadas por este concepto son esencialmente a 30 días, renovables automáticamente por ejercicios iguales y se amortizan en función de la generación de flujos.

d) Transacciones significativas Enel Américas:

En mayo de 2017, Enel Américas S.A. otorgó préstamos de corto plazo a Enel Chile S.A. por M\$150.000.000 (MUS\$224.075), los cuales fueron amortizados completamente el 25 de mayo de 2017. Dichos préstamos devengaron una tasa de interés de TIP + 0,05% mensual. Al 30 de septiembre de 2018, no había deuda vigente entre Enel Américas S.A. y Enel Chile S.A.

12.2 Directorio y personal clave de la gerencia

Enel Américas es administrada por un Directorio compuesto por siete miembros, los cuales permanecen por un período de tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

El Directorio vigente al 30 de septiembre de 2018, corresponde al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 28 de abril de 2017, el cual quedó conformado por las siguientes personas:

Sr. Francisco de Borja Acha Besga
Sr. José Antonio Vargas Lleras
Sr. Livio Gallo
Sr. Enrico Viale
Sr. Hernán Somerville Senn
Sr. Patricio Gómez Sabaini
Sr. Domingo Cruzat Amunátegui

En sesión de Directorio del 29 de abril de 2016, fueron elegidos como Presidente del Directorio, don Francisco de Borja Acha Besga, como Vicepresidente del Directorio, don José Antonio Vargas Lleras, y como Secretario del Directorio, don Domingo Cruzat Amunátegui.

Asimismo, en la sesión de Directorio antes señalada se procedió a la designación del Comité de Directores, regido por la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas y Sarbanes-Oxley Act, el cual quedó integrado por los Directores independientes señores Hernan Somerville Senn, Patricio Gómez Sabaini y Domingo Cruzat Amunátegui. El Presidente y Secretario del Comité de Directores designados fueron don Hernan Somerville Senn y don Domingo Cruzat Amunátegui, respectivamente.

El Directorio designó como Experto Financiero del Comité de Directores de Enel Américas S.A., a don Hernan Somerville Senn.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

- Cuentas por cobrar y pagar

No existen saldos pendientes por cobrar y pagar entre la sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

- Otras transacciones

No existen otras transacciones distintas de la remuneración entre la sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

b) Retribución del Directorio.

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Américas S.A.

El beneficio consiste en pagar al Directorio una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Directorio. Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 216 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 79,2 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión, todo con un máximo de 16 sesiones en total, sean ordinarias o extraordinarias, dentro del ejercicio correspondiente.

De conformidad con lo dispuesto en los estatutos sociales la remuneración del Presidente del Directorio será el doble de la que corresponde a un Director.

En el evento que un Director de Enel Américas tenga participación en más de un Directorio de filiales y/o asociadas, nacionales o extranjeras, o se desempeñare como director o consejero de otras sociedades o personas jurídicas nacionales o extranjeras en las cuales Enel Américas S.A. ostente directa o indirectamente, alguna participación, sólo podrá recibir remuneración en uno de dichos Directorios o Consejos de Administración.

Los ejecutivos de Enel Américas S.A. y/o de sus filiales o asociadas, nacionales o extranjeras, no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades filiales, asociadas, o participadas en alguna forma, nacionales o extranjeras de Enel Américas S.A.. Con todo, tales remuneraciones o dietas podrán ser percibidas para sí por los ejecutivos en la medida que ello sea autorizado, previa y expresamente, como un anticipo de la parte variable de su remuneración por las respectivas sociedades con las cuales se hallan vinculadas por un contrato de trabajo.

Comité de Directores:

Se pagará al Comité de Directores una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Comité de Directores.

Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 72 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 26,4 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión. todo con un máximo de 16 sesiones en total, sean ordinarias o extraordinarias, dentro del ejercicio correspondiente.

A continuación, se detallan las retribuciones del Directorio de Enel Américas por los períodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017:

RUT	Nombre	Cargo	Período de desempeño	30/09/2018		
				Directorio de Enel Américas MUS\$	Directorio de filiales MUS\$	Comité de Directores MUS\$
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga (1)	Presidente	enero - septiembre 2018	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras (2)	Vicepresidente	enero - septiembre 2018	-	-	-
Extranjero	Enrico Viale (4)	Director	enero - septiembre 2018	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo (3)	Director	enero - septiembre 2018	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - septiembre 2018	129	-	37
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini (5)	Director	enero - septiembre 2018	127	-	37
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui (6)	Director	enero - septiembre 2018	129	-	37
TOTAL				385	-	111

RUT	Nombre	Cargo	Período de desempeño	31/12/2017		
				Directorio de Enel Américas MUS\$	Directorio de filiales MUS\$	Comité de Directores MUS\$
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga (1)	Presidente	enero - septiembre 2017	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras (2)	Vicepresidente	enero - septiembre 2017	-	-	-
Extranjero	Enrico Viale (4)	Director	enero - septiembre 2017	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo (3)	Director	enero - septiembre 2017	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - septiembre 2017	95	-	31
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini (5)	Director	enero - septiembre 2017	95	-	31
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui (6)	Director	enero - septiembre 2017	93	-	30
TOTAL				283	-	92

(1) Con fecha 30 de septiembre de 2015 el Sr. Francisco de Borja Acha Besga asumió como Presidente, fue nombrado nuevamente como Presidente con fecha 29 de abril de 2016. No percibe honorarios.

(2) El Sr. José Antonio Vargas Lleras fue nombrado como Vicepresidente con fecha 29 de abril de 2016. No percibe honorarios.

(3) El Sr. Livio Gallo fue nombrado como Director el 28 de abril de 2016. No percibe honorarios.

(4) El Sr. Enrico Viale fue nombrado como Director con fecha 28 de abril de 2016. No percibe honorarios.

(5) El Sr. Patricio Gómez Sabaini fue nombrado como Director con fecha 28 de abril de 2016.

(6) El Sr. Domingo Cruzat Amunátegui fue nombrado como Director con fecha 28 de abril de 2016.

c) Garantías constituidas por la Sociedad a favor de los Directores.

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

12.3 Retribución del personal clave de la gerencia

a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia

Personal clave de la gerencia		
RUT	Nombre	Cargo
Extranjero	Maurizio Bezzeccheri (1)	Gerente General
Extranjero	Paolo Pallotti (2)	Gerente Administración, Finanzas y Control
Extranjero	Bruno Stella (3)	Gerente de Planificación y Control
Extranjero	Raffaele Cutrignelli (4)	Gerente de Auditoría Interna
15.307.846-7	José Miranda Montecinos (5)	Gerente de Comunicación
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto	Fiscal y Secretario del Directorio

Los señores José Miranda Montecinos y Domingo Valdés Prieto, ejecutivos principales de Enel Américas, son remunerados exclusivamente por la sociedad Enel Chile S.A. quien es su empleador, pero prestan servicios a la sociedad en virtud de un contrato intercompañía entre dichas sociedades.

(1) El Sr. Maurizio Bezzeccheri asumió el 1 de agosto de 2018 como Gerente General en reemplazo del Sr. Luca D'Agnesse quien presentó su renuncia voluntaria, prestando sus servicios hasta el 31 de julio de 2018.

(2) El Sr. Paolo Pallotti presentó su renuncia voluntaria, prestando sus servicios hasta el 30 de septiembre de 2018. En su reemplazo fue designado el Sr. Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira a partir del 1 de octubre de 2018.

(3) El Sr. Bruno Stella asumió el 1 de julio de 2018 como Gerente de Planificación y Control en reemplazo del Sr. Emanuele Brandolini.

(4) El Sr. Raffaele Cutrignelli asumió el 1 de octubre de 2016 como Gerente de Auditoría Interna.

(5) El Sr. José Miranda Montecinos asumió el 1 de diciembre de 2014 como Gerente de Comunicaciones.

Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

Enel Américas tiene para sus ejecutivos un plan de bonos anuales por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la empresa. Este plan incluye una definición de rango de bonos según el nivel jerárquico de los ejecutivos. Los bonos que eventualmente se entregan a los ejecutivos consisten en un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

Las Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia son las siguientes:

	Saldo al	
	30/09/2018 MUS\$	30/09/2017 MUS\$
Remuneración	2.451	3.207
Beneficios a corto plazo para los empleados	4	117
Total	2.455	3.324

b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.

No existen garantías constituidas a favor del personal clave de la gerencia.

12.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

No existen planes de retribuciones vinculados a la cotización de la acción de Enel Américas para el Directorio y personal clave de la gerencia.

13. INVENTARIOS

La composición de los inventarios al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al	
	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$
Suministros para la producción	31.692	25.989
Petróleo	22.747	16.232
Carbón	8.945	9.757
Repuestos	230.026	23.102
Materiales eléctricos	105.970	196.998
Total	367.688	246.089

No existen inventarios pignorados como garantía de cumplimiento de deudas.

Por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a MUS\$160.471 y MUS\$178.153, respectivamente. Ver Nota 28.

Por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

14. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS

La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es la siguiente:

Activos por impuestos	Saldo al	
	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$
Pagos provisionales mensuales (*)	44.058	43.235
Otros	4.351	4.158
Total	48.409	47.393

(*) Pagos provisionales mensuales efectuados por sociedades holding.

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es la siguiente:

Pasivos por Impuestos	Saldo al	
	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$
Impuesto a la renta	142.254	172.638
Total	142.254	172.638

15. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

15.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación

- a. A continuación, se presenta un detalle de las inversiones del Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2018 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017:

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado Integral	Otros incrementos (decrementos)	Saldo al	Provisión patrimonio negativo	Saldo al
						01/01/2018							30/09/2018		30/09/2018
						MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Extranjero	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	22,22%	1.221	-	318	(1.145)	33	-	-	427	-	427
Extranjero	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	50,00%	14	-	-	-	(7)	-	-	7	-	7
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	830	-	543	(429)	(422)	-	-	522	-	522
Extranjero	Central Termica San Martin	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	671	-	571	(398)	(349)	-	-	495	-	495
Extranjero	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	40,90%	11	-	-	-	(6)	-	-	5	-	5
TOTAL						2.747	-	1.432	(1.972)	(751)	-	-	1.456	-	1.456

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado Integral	Otros incrementos (decrementos)	Saldo al	Provisión patrimonio negativo	Saldo al
						01/01/2017							31/12/2017		31/12/2017
						MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Extranjero	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	22,22%	-	-	1.606	-	(177)	-	-	1.429	(208)	1.221
Extranjero	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	50,00%	17	-	-	-	(3)	-	-	14	-	14
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	971	-	1.101	(1.076)	(166)	-	-	830	-	830
Extranjero	Central Termica San Martin	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	769	-	603	(565)	(136)	-	-	671	-	671
Extranjero	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	40,90%	13	-	-	-	(2)	-	-	11	-	11
TOTAL						1.770	-	3.310	(1.641)	(484)	-	-	2.955	(208)	2.747

b. Información financiera adicional de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos

- Inversiones con influencia significativa.

A continuación, se detalla información financiera al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017 de los estados financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	30 de septiembre de 2018									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente MUS\$	Activo no corriente MUS\$	Pasivo corriente MUS\$	Pasivo no corriente MUS\$	Ingresos ordinarios MUS\$	Gastos ordinarios MUS\$	Ganacia (Pérdida) MUS\$	Otro resultado integral MUS\$	Resultado integral MUS\$
Yacylec S.A.	22,22%	2.569	632	1.176	104	2.103	(904)	1.199	150	1.349

Inversiones con influencia significativa	Saldo al 31 de diciembre de 2017									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente MUS\$	Activo no corriente MUS\$	Pasivo corriente MUS\$	Pasivo no corriente MUS\$	Ingresos ordinarios MUS\$	Gastos ordinarios MUS\$	Ganacia (Pérdida) MUS\$	Otro resultado integral MUS\$	Resultado integral MUS\$
Yacylec S.A.	22,22%	9.491	811	4.559	249	13.923	(6.666)	7.257	(799)	6.458

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

No existen compromisos y contingencias significativas o restricciones a la disposición de fondos, en compañías asociadas y negocios conjuntos.

16. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA

A continuación, se presentan los saldos de los activos intangibles distintos de la plusvalía al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017:

Activos intangibles	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$
Activos Intangibles bruto	8.477.238	6.423.636
Servidumbre y Derechos de Agua	61.327	58.147
Concesiones	8.167.408	6.156.560
Costos de Desarrollo	14.969	15.180
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	28.128	39.411
Programas Informáticos	198.196	146.509
Otros Activos Intangibles Identificables	7.210	7.829

Activos Intangibles, Amortización y Deterioro	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(4.162.504)	(2.741.157)
Activos Intangibles Identificables	(4.162.504)	(2.741.157)
Servidumbre y Derechos de Agua	(17.082)	(15.665)
Concesiones	(4.017.459)	(2.622.625)
Costos de Desarrollo	(10.378)	(13.124)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(15.449)	(14.158)
Programas Informáticos	(100.359)	(73.210)
Otros Activos Intangibles Identificables	(1.777)	(2.375)

Activos intangibles	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$
Activos Intangibles netos	4.314.734	3.682.479
Servidumbre y Derechos de Agua	44.245	42.482
Concesiones Neto (1) (*)	4.149.949	3.533.935
Costos de Desarrollo	4.591	2.056
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	12.679	25.253
Programas Informáticos	97.837	73.299
Otros Activos Intangibles Identificables	5.433	5.454

(1) El detalle de las concesiones es el siguiente:

Empresa titular de la concesión	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$
Enel Distribución Río S.A.	793.771	1.006.398
Enel Distribución Ceará S.A.	595.327	705.638
Enel Distribución Goias S.A.	1.532.756	1.821.899
Eletropaulo	1.228.095	-
TOTAL	4.149.949	3.533.935

(*) Ver nota 4.c.1)

La composición y movimientos de los activos intangibles durante el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2018 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017, han sido los siguientes:

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial al 01/01/2018	2.056	42.482	3.533.935	25.253	73.299	5.454	3.682.479
Movimientos en activos intangibles identificables							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	(24)	6.328	575.737	2.949	25.950	-	610.940
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	-	-	1.422.367	-	-	-	1.422.367
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(142)	(306)	(789.344)	430	(16.506)	-	(805.868)
Amortización	(389)	(1.263)	(228.447)	(1.340)	(10.076)	(21)	(241.536)
Disposiciones y retiros de servicio	-	-	(21.637)	-	-	-	(21.637)
Retiros de servicio	-	-	(21.637)	-	-	-	(21.637)
Otros incrementos (disminuciones)	3.090	(2.996)	(342.662)	(14.613)	25.170	-	(332.011)
Total movimientos en activos intangibles identificables	2.535	1.763	616.014	(12.574)	24.538	(21)	632.255
Saldo final al 30/09/2018	4.591	44.245	4.149.949	12.679	97.837	5.433	4.314.734

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial al 01/01/2017	11.560	40.956	1.683.978	18.849	49.334	5.481	1.810.158
Movimientos en activos intangibles identificables							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	611	2.453	825.256	8.184	34.569	-	871.073
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	-	-	1.824.275	-	-	-	1.824.275
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	272	656	(80.562)	69	(2.483)	1	(82.047)
Amortización	(505)	(1.776)	(226.046)	(1.808)	(10.416)	(28)	(240.579)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	12	40	(133)	19	62	-	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	12	40	(133)	19	62	-	-
Disposiciones y retiros de servicio	(9.894)	-	(7.087)	(60)	(259)	-	(17.300)
Disposiciones	-	-	-	-	-	-	-
Retiros de servicio	(9.894)	-	(7.087)	(60)	(259)	-	(17.300)
Otros incrementos (disminuciones)	-	153	(485.746)	-	2.492	-	(483.101)
Total movimientos en activos intangibles identificables	(9.504)	1.526	1.849.957	6.404	23.965	(27)	1.872.321
Saldo final al 31/12/2017	2.056	42.482	3.533.935	25.253	73.299	5.454	3.682.479

Al 30 de septiembre de 2018, las principales adiciones a activos intangibles por concesiones por MUS\$575.737 provienen principalmente de Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Eletropaulo y Enel Distribución Goias sobre inversiones en redes y extensiones para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, las cuales se registran en el rubro de concesiones, de acuerdo a CINIIF 12 (Ver Nota 4.c.1). Al 31 de diciembre de 2017, las principales adiciones a activos intangibles por un total de MUS\$825.256 provienen principalmente de Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A. y Enel Distribución Goias.

Las adiciones de activos intangibles por el periodo terminado el 30 de septiembre de 2018 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017 fueron de MUS\$610.940 y MUS\$871.073, respectivamente.

La amortización de activos intangibles ascendió a MUS\$230.811 y MUS\$176.303 por los períodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, respectivamente, la cual se presenta neta de impuestos Pis y Cofins en las subsidiarias brasileñas.

Durante los períodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso en el rubro de concesiones por un monto de MUS\$58.212 y MUS\$51.642, respectivamente.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrados al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017 (Ver Nota 4.d).

Al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, la Sociedad no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

17. PLUSVALÍA

A continuación, se presenta el detalle de la plusvalía por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017:

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial	Diferencia de	Saldo Final	Combinación	Diferencia de	Saldo Final
		01/01/2017	Conversión de	31/12/2017		de Negocios	Conversión de
		MUS\$	Moneda	MUS\$	MUS\$	Moneda	MUS\$
			Extranjera			Extranjera	
			MUS\$			MUS\$	
Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla)	Enel Distribución Río S.A.	260.989	(4.331)	256.658	-	(46.140)	210.518
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	14.395	119	14.514	-	(3)	14.511
Enel Generación El Chocón S.A.	Enel Generación El Chocón S.A.	6.679	(1.123)	5.556	-	(2.890)	2.666
Enel Distribución Perú S.A.	Enel Distribución Perú	68.704	2.594	71.298	-	(1.267)	70.031
EGP Cachoeira Dourada S.A.	EGP Cachoeira Dourada S.A.	95.698	(1.584)	94.114	-	(16.922)	77.192
Enel Generación Perú S.A.	Enel Generación Perú	129.315	4.882	134.197	-	(2.385)	131.812
Emgesa S.A. E.S.P.	Emgesa S.A. E.S.P.	6.368	53	6.421	-	(2)	6.419
Enel Perú S.A.	Enel Distribución Perú	20	1	21	-	-	21
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	1.215	(20)	1.195	-	(215)	980
Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce)	Enel Distribución Ceará S.A.	131.375	(2.174)	129.201	-	(23.233)	105.968
Eletropaulo	Eletropaulo	-	-	-	1.458.730	(88.569)	1.370.161
Total		714.758	(1.583)	713.175	1.458.730	(181.626)	1.990.279

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 30 de septiembre de 2018 (Ver Nota 4.d).

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

1.- Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia e Serviços S.A.)

Con fecha 20 de noviembre de 1996, Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A., en conjunto con Endesa, S.A. y Electricidad de Portugal adquirieron el control de la sociedad Cerj S.A. (actualmente Enel Distribución Río S.A.) del estado de Río de Janeiro en Brasil. Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A. compraron en conjunto un 42% del total de acciones, en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Brasileño. Adicionalmente, con fecha 31 de diciembre del año 2000, Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A. compraron el 18,5%, alcanzando un total de 60,5% directa e indirectamente.

2.- Enel Distribución Ceará S.A. (ex Compañía Energética Do Ceará S.A.)

Entre los años 1998 y 1999, Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A., en conjunto con Endesa, S.A., adquirieron la Compañía de Distribución Eléctrica del Estado de Ceará (actualmente Enel Distribución Ceará S.A.) en el noreste de Brasil en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Brasileño.

3.- Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. (Codensa S.A.)

Con fecha 23 de octubre del año 1997, Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A. adquirieron en conjunto con Endesa, S.A. el 48,5% de la sociedad Colombiana Codensa S.A., empresa que distribuye electricidad en Santa Fé de Bogotá de Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

4.- Enel Generación El Chocón S.A.

Con fecha 31 de agosto del año 1993, Enel Generación Chile S.A se adjudicó el 59% de la propiedad de Enel Generación El Chocón en licitación pública internacional convocada por el Gobierno Argentino.

5.- Enel Distribución Perú S.A.

Con fecha 15 de octubre de 2009, en operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima, Enel Américas S.A. adquirió un 24% de participación adicional del capital social de Enel Distribución Perú S.A.

6.- EGP Cachoeira Dourada S.A.

Con fecha 5 de septiembre del año 1997, nuestra filial Enel Generación Chile S.A se adjudicó el 79% de EGP Cachoeira Dourada S.A. en el estado de Goias, por llamado a licitación pública del Gobierno Brasileño.

7.- Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)

Con fecha 9 de octubre de 2009, en operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima (Perú), nuestra filial Enel Generación Chile S.A adquirió un 29,3974% de participación adicional del capital social de Enel Generación Perú.

8.- Emgesa S.A. E.S.P.

Con fecha 23 de octubre del año 1997, nuestra subsidiaria Enel Generación Chile S.A adquirió en conjunto con Endesa, S.A. el 48,5% de Emgesa S.A.E.S.P. en Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

9.- Eletropaulo

Con fecha 7 de junio de 2018, nuestra subsidiaria Enel Brasil adquirió participación accionaria en Eletropaulo Metropolitana de Eletricidade de Sao Paulo S.A. (ver Nota 7.2).

18. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

A continuación, se presentan los saldos de las propiedades, planta y equipo al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	15.181.711	12.994.643
Construcción en Curso	940.747	829.559
Terrenos	165.202	155.485
Edificios	271.150	215.100
Plantas y Equipos de Generación	6.825.638	6.513.960
Infraestructura de Red	6.074.845	4.758.475
Instalaciones Fijas y Accesorios	648.307	293.738
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos	255.822	228.326
Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(6.718.914)	(4.902.176)
Edificios	(131.117)	(87.543)
Plantas y Equipos de Generación	(2.963.401)	(2.562.137)
Infraestructura de Red	(3.071.546)	(2.026.878)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(488.833)	(180.655)
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos	(64.017)	(44.963)
Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	8.462.797	8.092.467
Construcción en Curso	940.747	829.559
Terrenos	165.202	155.485
Edificios	140.033	127.557
Plantas y Equipos de Generación	3.862.237	3.951.823
Infraestructura de Red	3.003.299	2.731.597
Instalaciones Fijas y Accesorios	159.474	113.083
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos	191.805	183.363

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos por el período de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2018 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017, han sido los siguientes:

Movimientos período 2018	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Plantas y Equipos de Generación, Neto	Infraestructura de Red, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial al 01/01/2018	829.559	155.485	127.557	3.951.823	2.731.597	113.083	183.363	8.092.467
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	451.630	861	-	-	-	5.831	2.466	460.788
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	-	18.295	18.295
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(219.843)	(10.198)	(24.316)	(145.182)	(711.268)	(78.168)	(5.339)	(1.194.314)
Depreciación	-	-	(4.562)	(153.939)	(137.729)	(36.071)	(8.371)	(340.672)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(294.563)	1.921	6.788	93.617	157.535	35.559	(857)	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(294.563)	1.921	6.788	93.617	157.535	35.559	(857)	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(294.563)	1.921	6.788	93.617	157.535	35.559	(857)	-
Disponiciones y retiros de servicio	(339)	(3)	-	(2.160)	(2.577)	(113)	(1.788)	(6.980)
Disponiciones	-	(3)	-	-	-	(60)	-	(63)
Retiros	(339)	-	-	(2.160)	(2.577)	(53)	(1.788)	(6.917)
Otros incrementos (disminución)	174.303	17.136	34.566	118.078	965.741	119.353	4.036	1.433.213
Total movimientos	111.188	9.717	12.476	(89.586)	271.702	46.391	8.442	370.330
Saldo final al 30/09/2018	940.747	165.202	140.033	3.862.237	3.003.299	159.474	191.805	8.462.797

Movimientos período 2017	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Plantas y Equipos de Generación, Neto	Infraestructura de Red, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial al 01/01/2017	848.636	151.430	106.212	4.013.530	2.349.651	93.653	130.044	7.693.156
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	815.269	3	13	6.338	-	3.454	326	825.403
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	13.212	-	13.212
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(37.688)	1.646	(1.362)	18.836	(66.040)	(3.930)	4.936	(83.600)
Depreciación	-	-	(4.729)	(216.852)	(151.856)	(21.403)	(12.695)	(407.535)
Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	(10.242)	-	54.819	-	44.577
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(796.707)	2.631	23.609	141.901	547.973	17.961	62.632	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(796.707)	2.631	23.609	141.901	547.973	17.961	62.632	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(796.707)	2.631	23.609	141.901	547.973	17.961	62.632	-
Disponiciones y retiros de servicio	(111)	(169)	(267)	(488)	(3.007)	(2.975)	(73)	(7.090)
Disponiciones	5	(169)	(244)	-	-	(3)	-	(411)
Retiros	(116)	-	(23)	(488)	(3.007)	(2.972)	(73)	(6.679)
Otros incrementos (disminución)	158	(56)	4.081	(1.200)	57	13.111	(1.807)	14.344
Total movimientos	(19.077)	4.055	21.345	(61.707)	381.946	19.430	53.319	399.311
Saldo final al 31/12/2017	829.559	155.485	127.557	3.951.823	2.731.597	113.083	183.363	8.092.467

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

a) Principales inversiones

Las principales adiciones a propiedad, planta y equipo corresponden a inversiones en plantas en funcionamiento y a nuevos proyectos por MUS\$460.788 y MUS\$825.403 por el período terminado el 30 de septiembre de 2018 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre 2017, respectivamente.

En el negocio de generación destacan las inversiones en centrales de ciclo combinado e hidroeléctricas en las subsidiarias Enel Generación Perú S.A., Emgesa y Enel Generación Costanera que implicaron adiciones al 30 de septiembre de 2018 por MUS\$117.912 (al 31 de diciembre 2017 destacan las inversiones en centrales de ciclo combinado e hidroeléctricas en las subsidiarias Enel Generación Perú S.A., Emgesa y Enel Generación Costanera por MUS\$174.259), mientras que en los negocios de distribución las mayores inversiones que han sido realizadas corresponden a extensiones y redes para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, por MUS\$342.183 al 30 de septiembre de 2018 (MUS\$570.574 al 31 de diciembre 2017).

La depreciación de propiedad, planta y equipo ascendió a MUS\$339.370 y MUS\$304.666 por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, respectivamente, la cual se presenta neta de impuestos Pis y Cofins en las subsidiarias brasileñas.

b) Costos capitalizados

b.1) Gastos financieros capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017 ascendió a MUS\$4.444 y MUS\$5.838, respectivamente (Ver Nota 33). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 7,7% y 21,93% al 30 de septiembre de 2018 y 2017, respectivamente.

b.2) Gastos de personal capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017 ascendió a MUS\$59.959 y MUS\$61.175, respectivamente.

c) Arrendamiento financiero

Al 30 de septiembre de 2018, las propiedades, plantas y equipos incluyen MUS\$191.805 correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero (MUS\$183.363 al 31 de diciembre de 2017).

El valor presente de los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	30/09/2018			31/12/2017		
	Bruto MUS\$	Interés MUS\$	Valor presente MUS\$	Bruto MUS\$	Interés MUS\$	Valor presente MUS\$
Menor a un año	39.302	444	38.858	26.991	344	26.647
Entre un año y cinco años	83.930	3.052	80.878	83.287	5.442	77.845
Total	123.232	3.496	119.736	110.278	5.786	104.492

Los activos en leasing provienen principalmente de Enel Generación Perú S.A., y corresponden a aquellos contratos que financiaron la conversión de la planta termoeléctrica de la Central Ventanilla a ciclo combinado, que la empresa suscribió con el BBVA - Banco Continental, Banco de Crédito del Perú, Citibank del Perú y Banco Internacional del Perú – Interbank. El plazo promedio de dichos contratos es de 8 años, y devengan intereses a una tasa anual de Libor + 1,75% al 30 de septiembre de 2018. Adicionalmente, se incluye un contrato suscrito con Scotiabank, que financió la construcción de una nueva planta en ciclo abierto en la Central Santa Rosa. El plazo de dicho contrato es de 9 años y devenga intereses a una tasa anual de Libor + 1,75%.

d) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados consolidados por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017 incluyen MUS\$19.196 y MUS\$19.211, respectivamente, que se relacionan con el devengo durante los citados periodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos fijos en explotación.

Al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$
Menor a un año	18.920	15.889
Entre un año y cinco años	41.637	27.689
Más de cinco años	11.639	13.344
Total	72.196	56.922

e) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 30 de septiembre de 2018, compromisos de adquisición de bienes de activo fijo por MUS\$420.592 (MUS\$596.957 al 31 de diciembre de 2017).

ii) Al 30 de septiembre de 2018, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de MUS\$8.218 (MUS\$26.156 al 31 de diciembre de 2017). (Ver Nota 35.1).

iii) La Sociedad y sus subsidiarias extranjeras tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MM€1.000 millones (MUS\$1.158.250) para el caso de las generadoras y de MM€50 (MUS\$57.913) para las distribuidoras, incluyéndose por estas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Adicionalmente la empresa cuenta con seguros de Responsabilidad Civil para enfrentar demandas de terceros por un límite de MM€500 (MUS\$579.125). Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro de otros activos no financieros.

iv) Nuestra filial argentina Empresa Distribuidora Sur S.A., debido a la demora en el cumplimiento de ciertos puntos contenidos en el Acta de Acuerdo suscrita con el Gobierno Nacional de Argentina, en especial en lo que se refiere al reconocimiento semestral de ajustes de tarifas por el mecanismo de monitoreo de costos (MMC) y la realización de una Revisión Tarifaria Integral (RTI) previstos en dicha Acta, está afectada fuertemente en su equilibrio financiero.

Al cierre del ejercicio 2011, Enel Américas registró una pérdida por deterioro relacionada a las Propiedades, Plantas y Equipos de Empresa Distribuidora Sur S.A. Al 31 de diciembre de 2017, el monto registrado como deterioro por MUS\$54.819 (ver nota 4.d), fue revertido en su totalidad.

v) En noviembre del 2010, la Compañía firmó el contrato CEQ- 21 con el Consorcio Impregilo – Obras con Huarte Lain (OHL), el cual tenía por objeto la construcción de las obras civiles principales del proyecto hidroeléctrico El Quimbo.

Durante el año 2015 el Consorcio Impregilo OHL presentó ante LA COMPAÑÍA 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 N° 436 celebrada el día 19 de octubre de 2016 fueron realizados los análisis técnicos y legales del contrato pactado entre la Compañía y el Consorcio Impregilo, como resultado de las mesas de negociación previas realizadas entre septiembre de 2015 y marzo de 2016. La compañía en aras de evitar un proceso de arbitraje a futuro, decidió cerrar la negociación con el contratista en el mes de agosto de 2016. La pretensión inicial del contratista era de Col \$204.351 millones (MUS\$68.435) entre reclamaciones y notas de orden de cambio y se acordó pagar el valor de Col \$57.459 millones (MUS\$19.242) más un valor de Col \$2.800 millones (MUS\$938) por el acta de cierre de contrato para un total de \$ Col 60.259 millones (MUS\$20.180); estos valores fueron autorizados por la compañía para ser incluidos dentro del contrato CEQ 021.

En el mes de octubre de 2016, la compañía 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 ajustes a algunas actividades que fueron consideradas no necesarias e incluyendo los reajustes a los precios del contrato acordados en junta directiva y formalizados en addendum 17 y cuyo pago por un monto total de Col \$74.800 millones (MUS\$25.050) fue realizado en febrero de 2017.

19. IMPUESTO A LAS GANANCIAS E IMPUESTOS DIFERIDOS

a) Impuesto a las ganancias

A continuación, se presentan los componentes del impuesto a las ganancias, correspondiente a los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	Saldo al	
	30/09/2018 MUS\$	30/09/2017 MUS\$
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(526.108)	(465.556)
Beneficios de carácter fiscal, procedentes de pérdidas fiscales, créditos fiscales o diferencias temporarias no reconocidos en periodos anteriores utilizadas para reducir el gasto por impuestos del periodo corriente (Créditos y/o beneficios al impuesto corriente)	12.318	22.247
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	6.093	(669)
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente	11.649	529
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(496.048)	(443.449)
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(35.166)	60.686
Otros componentes del gasto (ingreso) por impuestos diferido	(33.385)	-
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	42	(9.054)
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	(68.509)	51.632
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(564.557)	(391.817)

A continuación, se presenta la conciliación entre el impuesto a las ganancias que resultaría de aplicar la tasa impositiva general vigente al "Resultado Antes de Impuestos" y el gasto registrado por el citado impuesto en el Estado de Resultados Integrales Consolidados correspondiente a períodos de seis meses terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa	30/09/2018 MUS\$	Tasa	30/09/2017 MUS\$
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		1.423.132		1.048.894
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(27,00%)	(384.243)	(25,50%)	(267.464)
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(6,96%)	(99.102)	(10,93%)	(114.656)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y otros efectos positivos con impacto en la tasa efectiva	1,81%	25.704	9,50%	99.594
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(7,94%)	(113.051)	(9,49%)	(99.568)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	0,43%	6.093	-	-
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	0,00%	42	(0,06%)	(669)
Corrección monetaria tributaria (inversiones en empresas del grupo, asociadas y negocios conjuntos y patrimonio)		-	(0,86%)	(9.054)
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	(12,67%)	(180.314)	(11,86%)	(124.353)
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(39,67%)	(564.557)	(37,36%)	(391.817)

Las principales diferencias temporales se encuentran detalladas a continuación.

b) Impuestos diferidos

La siguiente tabla muestra los saldos de los activos y pasivos por impuestos diferidos presentados en el estado de situación financiera consolidado al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017:

Activos/(Pasivos) por Impuestos Diferidos	30 de septiembre de 2018		31 de diciembre de 2017	
	Activos MUS\$	Pasivos MUS\$	Activos MUS\$	Pasivos MUS\$
Depreciaciones	12.224	(612.112)	77.084	(409.305)
Amortizaciones	6.588	(26.556)	8.617	(29.383)
Obligaciones por beneficios post-empleo	73.562	(198)	83.968	(199)
Revaluaciones de instrumentos financieros	4.750	(18.048)	10.785	(7.507)
Pérdidas fiscales	-	-	-	-
Provisiones	812.205	(169.625)	313.092	(168.774)
Provisión Contingencias Civiles	220.265	-	46.147	-
Provisión Contingencias Trabajadores	33.961	-	33.669	-
Provisión cuentas incobrables	135.952	-	99.420	-
Provisión cuentas de Recursos Humanos	6.773	-	4.782	-
Activos financieros IFRIC 12	-	(144.205)	-	(119.729)
Otras Provisiones	415.254	(25.420)	129.074	(49.045)
Otros Impuestos Diferidos	314.018	(353.977)	65.327	(198.645)
Amortización PPA- CELG	-	(112.277)	-	(134.830)
Otros Impuestos Diferidos	314.018	(241.700)	65.327	(63.815)
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos antes de compensación	1.223.347	(1.180.516)	558.873	(813.813)
Compensación de activos/(pasivos) por impuestos	(537.734)	537.734	(358.502)	358.502
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos después de compensación	685.613	(642.782)	200.371	(455.311)

El origen y movimientos de los activos y pasivos por impuestos diferidos registrados al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	Saldo neto al 1 de enero de 2018 antes de la aplicación de IFRS 9	Efectos primera aplicación IFRS 9 e IFRS 15 y NIC 29	Saldo neto al 1 de enero de 2018 después de la aplicación de IFRS 9	Movimientos					Saldo neto al 30 de septiembre de 2018
				Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)	
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Depreciaciones	(332.221)	(281.757)	(613.978)	(85.814)	-	-	119.934	(20.030)	(599.888)
Amortizaciones	(20.766)	-	(20.766)	98	-	-	700	-	(19.968)
Obligaciones por beneficios post-empleo	83.769	-	83.769	1.064	-	-	(11.554)	85	73.364
Revaluaciones de instrumentos financieros	3.278	-	3.278	(13.269)	(1.483)	-	(634)	(1.190)	(13.298)
Pérdidas fiscales	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Provisiones	144.318	968	145.286	(10.985)	-	553.323	(114.760)	69.716	642.580
Provisión Contingencias Civiles	46.147	-	46.147	3.725	-	193.426	(23.033)	-	220.265
Provisión Contingencias Trabajadores	33.669	-	33.669	292	-	-	-	-	33.961
Provisión cuentas incobrables	99.420	968	100.388	10.412	-	35.263	(10.132)	21	135.952
Provisión cuentas de Recursos Humanos	4.782	-	4.782	(1.706)	-	3.932	(309)	74	6.773
Activos financieros IFRIC 12	(119.729)	-	(119.729)	(24.476)	-	-	-	-	(144.205)
Otras Provisiones	80.029	-	80.029	768	-	320.702	(81.286)	69.821	389.834
Otros Impuestos Diferidos	(133.318)	-	(133.318)	40.398	-	19.507	64.243	(30.789)	(39.959)
Amortización PPA- CELG	(134.830)	-	(134.830)	3.287	-	-	19.266	-	(112.277)
Otros Impuestos Diferidos	1.512	-	1.512	37.111	-	19.507	44.977	(30.789)	72.318
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	(254.940)	(280.789)	(535.729)	(68.508)	(1.483)	572.830	57.929	17.792	42.831

Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	Saldo neto al 1 de enero de 2017	Movimientos					Saldo neto al 31 de diciembre de 2017
		Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Adquisiciones	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)	
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	
Depreciaciones	(290.192)	(55.917)	-	-	(6.885)	20.773	(332.221)
Amortizaciones	(21.066)	147	-	-	153	-	(20.766)
Obligaciones por beneficios post-empleo	80.129	778	4.590	-	(1.258)	(470)	83.769
Revaluaciones de instrumentos financieros	9.386	(888)	(3.796)	-	8	(1.432)	3.278
Provisiones	104.105	75.463	-	-	(11.652)	(23.598)	144.318
Provisión Contingencias Civiles	47.456	444	-	-	(47)	(1.706)	46.147
Provisión Contingencias Trabajadores	30.366	3.457	-	-	(154)	-	33.669
Provisión cuentas incobrables	101.579	(362)	-	-	(1.797)	-	99.420
Provisión cuentas de Recursos Humanos	8.507	(4.579)	-	-	218	636	4.782
Activos financieros IFRIC 12	(107.417)	(12.312)	-	-	-	-	(119.729)
Otras Provisiones	23.614	88.815	-	-	(9.872)	(22.528)	80.029
Otros Impuestos Diferidos	(31.374)	54.664	27	(162.842)	7.992	(1.785)	(133.318)
Amortización PPA- CELG	-	4.528	-	(139.358)	-	-	(134.830)
Otros Impuestos Diferidos	(31.374)	50.136	27	(23.484)	7.992	(1.785)	1.512
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	(149.012)	74.247	821	(162.842)	(11.642)	(6.512)	(254.940)

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Gerencia del Grupo considera que las proyecciones de utilidades futuras de las distintas sociedades del Grupo son suficientes para recuperar estos activos.

- c) Al 30 de septiembre de 2018, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de MUS\$285.080 (MUS\$358.487 al 31 de diciembre de 2017) (Ver nota 4.o).

En relación con las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en subsidiarias y en determinados negocios conjuntos, el Grupo Enel Américas, no ha reconocido pasivos por impuestos diferidos asociados con

utilidades no distribuidas, considerando que la posición de control que ejerce el grupo sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se reviertan en un futuro próximo. El monto total de estas diferencias temporarias imponibles, para los cuales no se han reconocido pasivos por impuestos diferidos al 30 de septiembre de 2018 asciende a MUS\$1.503.622 (MUS\$1.424.219 al 31 de diciembre de 2017). Por otra parte, tampoco se han registrado activos por impuestos diferidos por diferencias temporarias deducibles relacionadas con inversiones en subsidiarias y en determinados negocios conjuntos para las cuales no se espera que reviertan en un futuro previsible o no se disponga de ganancias fiscales para su utilización. Al 30 de septiembre de 2018, dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a MUS\$2.797.147 (MUS\$3.124.740 al 31 diciembre de 2017).

Las sociedades del Grupo se encuentran potencialmente sujetas a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarias de cada país. Dichas auditorías están limitadas a un número de períodos tributarios anuales, los cuales, por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas inspecciones. Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. El siguiente es un resumen de los períodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

País	Período
Chile	2015-2017
Argentina	2013-2017
Brasil	2013-2017
Colombia	2015-2017
Perú	2014-2017

Debido a las posibles diferentes interpretaciones que pueden darse a las normas tributarias, los resultados de las inspecciones que en el futuro pudieran llevar a cabo las autoridades tributarias para los años sujetos a verificación podrían dar lugar a pasivos tributarios, cuyos montos no es posible cuantificar en la actualidad de una manera objetiva. No obstante, la Gerencia del Grupo estima que los pasivos que, en su caso, se pudieran derivar por estos conceptos, no tendrán un efecto significativo sobre los resultados futuros del Grupo.

A continuación, se detallan los efectos por impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales atribuibles tanto a los propietarios de la controladora como a las participaciones no controladoras por los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017:

Efectos por Impuestos a las Ganancias de los Componentes de Otros Resultados Integrales	30 de septiembre de 2018			30 de septiembre de 2017		
	Importe antes de Impuestos MUS\$	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias MUS\$	Importe después de Impuestos MUS\$	Importe antes de Impuestos MUS\$	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias MUS\$	Importe después de Impuestos MUS\$
Activos Financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(391)	-	(391)	(751)	-	(751)
Cobertura de Flujos de efectivo	6.022	(1.582)	4.440	10.346	(2.983)	7.363
Diferencias de cambio por conversión	(1.423.061)	-	(1.423.061)	126.124	-	126.124
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	-	-	-	-	26	26
Impuesto a las Ganancias Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	(1.417.430)	(1.582)	(1.419.012)	135.719	(2.957)	132.762

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales por los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, es la siguiente:

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados Integrales	30 de septiembre de 2018 MUS\$	30 de septiembre de 2017 MUS\$
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales	(1.483)	(2.070)
Impuestos corrientes sobre movimientos de reservas coberturas (hedge de ingresos y derivados)	(99)	(887)
Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	(1.582)	(2.957)

20. OTROS PASIVOS FINANCIEROS

El saldo de otros pasivos financieros al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

Otros pasivos financieros	30 de septiembre de 2018		31 de diciembre de 2017	
	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$
Préstamos que devengan intereses	2.547.771	6.192.243	670.916	4.333.042
Instrumentos derivados de cobertura (*)	3.473	327	17.582	7.802
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	793	-	1.270	8.671
Total	2.552.037	6.192.570	689.768	4.349.515

(*) Ver Nota 22.2.a

(**) Ver Nota 22.2.b

a. Préstamos que devengan intereses.

El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos que devengan intereses al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

Clases de Préstamos que Devengan Intereses	30 de septiembre de 2018		31 de diciembre de 2017	
	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$
Préstamos bancarios	833.695	1.176.141	336.937	1.164.786
Obligaciones con el público no garantizadas	1.641.746	4.792.222	271.665	2.906.343
Arrendamiento financiero	38.858	80.878	26.647	77.845
Otros préstamos	33.472	143.002	35.667	184.068
Total	2.547.771	6.192.243	670.916	4.333.042

El desglose por monedas y vencimientos de los préstamos bancarios al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 30/09/2018 MUS\$		
					Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2018 MUS\$	Vencimiento							
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años			
Chile	US\$	4,99%	3,21%	Sin Garantía	354.585	-	354.585	-	-	-	-	-	-	-	-
Perú	US\$	3,52%	3,40%	Sin Garantía	428	422	850	-	-	-	-	-	-	-	-
Perú	Soles	3,78%	3,75%	Sin Garantía	33	26.492	26.525	-	22.739	-	-	-	-	-	22.739
Colombia	\$ Col	6,28%	6,12%	Sin Garantía	10.998	107.144	118.142	41.934	12.726	10.047	10.047	5.021	79.775		
Brasil	US\$	7,00%	4,49%	Sin Garantía	42.853	74.447	117.100	532.534	201.198	-	-	2.752	736.484		
Brasil	Real	10,11%	9,04%	Sin Garantía	72.212	144.281	216.493	144.699	102.876	66.410	21.101	2.057	337.143		
Total					480.909	352.786	833.695	719.167	339.539	76.457	31.148	9.830	1.176.141		

Cuadratura

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31/12/2017 MUS\$
					Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2017 MUS\$	Vencimiento					
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Perú	US\$	3,34%	3,23%	Sin Garantía	8.859	1.265	10.124	422	-	-	-	-	422
Perú	Soles	5,43%	5,32%	Sin Garantía	22.268	27.471	49.739	-	-	-	-	-	-
Colombia	US\$	1,90%	1,88%	Sin Garantía	35.414	-	35.414	-	-	-	-	-	-
Colombia	\$ Col	7,28%	7,10%	Sin Garantía	13.030	17.085	30.115	88.625	64.963	15.459	13.623	20.434	203.104
Brasil	US\$	3,80%	3,83%	Sin Garantía	7.595	37.076	44.671	407.459	293.720	53.532	30.856	5.762	791.329
Brasil	Real	11,86%	10,84%	Sin Garantía	56.245	110.629	166.874	61.436	17.302	87.643	2.086	1.464	169.931
Total					143.411	193.526	336.937	557.942	375.985	156.634	46.565	27.660	1.164.786

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos bancarios al 30 de septiembre de 2018 asciende a MUS\$1.970.100 (MUS\$1.470.194 al 31 de diciembre de 2017). En ambos ejercicios los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas han sido clasificados como valores razonables Nivel 2 (ver Nota 4.g).

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Amortización	30 de septiembre de 2018									
										Corriente			No Corriente					Total No Corriente MUS\$	
										Menos de 90 días MUS\$	Más de 90 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$		
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Citibank	Brasil	US\$	6,09%	6,08%	Al Vencimiento	37.313	-	37.313	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Santander	Brasil	US\$	4,80%	4,79%	Al Vencimiento	1.019	74.448	75.467	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	9,16%	9,03%	Mensual	8.757	25.593	34.350	31.124	21.400	7.262	2.792	-	62.578	
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Itau	Brasil	US\$	4,76%	4,75%	Al Vencimiento	764	-	764	-	-	75.063	-	-	75.063	
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	12,06%	11,35%	Mensual	8.490	27.732	36.222	31.272	31.272	30.093	-	-	92.637	
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Citibank	Brasil	US\$	3,65%	3,64%	Al Vencimiento	18	-	18	-	95.929	-	-	-	95.929	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bank of Tokyo	Colombia	\$ Col	8,49%	8,32%	Al Vencimiento	-	67.194	67.194	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bank of Tokyo	Colombia	\$ Col	9,01%	8,82%	Al Vencimiento	1.475	27.126	28.601	27.126	-	-	-	-	27.126	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota S.A.	Colombia	\$ Col	6,95%	6,73%	Trimestral	819	812	1.630	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco AV Villas	Colombia	\$ Col	6,73%	6,53%	Trimestral	417	414	831	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Popular	Colombia	\$ Col	6,69%	6,49%	Trimestral	220	625	845	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Popular	Colombia	\$ Col	6,67%	6,47%	Trimestral	429	1.254	1.683	369	-	-	-	-	369	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	5,29%	5,17%	Trimestral	88	249	337	144	-	-	-	-	144	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	5,31%	5,19%	Trimestral	73	213	286	124	-	-	-	-	124	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	5,28%	5,16%	Trimestral	39	116	155	67	-	-	-	-	67	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	5,29%	5,17%	Trimestral	149	419	568	357	-	-	-	-	357	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	5,31%	5,19%	Trimestral	95	274	369	233	-	-	-	-	233	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	5,28%	5,16%	Trimestral	88	262	350	223	-	-	-	-	223	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	5,94%	5,78%	Trimestral	228	670	898	708	354	-	-	-	1.062	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	5,95%	5,79%	Trimestral	120	324	444	335	251	-	-	-	586	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	5,97%	5,81%	Trimestral	176	497	673	514	385	-	-	-	899	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Agrario	Colombia	\$ Col	6,37%	6,19%	Trimestral	597	1.670	2.267	1.689	1.689	-	-	-	3.378	
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,52%	3,40%	Trimestral	428	422	850	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	9,98%	8,75%	Mensual	341	1.002	1.343	1.002	-	-	-	-	1.002	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Itau Brasil	Brasil	Real	7,47%	7,28%	Anual	20	12.379	12.399	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	7,28%	7,27%	Anual	38.722	-	38.722	18.569	-	-	-	-	18.569	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	Real	10,01%	10,00%	Mensual	1.323	1.315	2.638	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	9,26%	9,13%	Mensual	4.587	13.413	18.000	16.225	11.204	3.963	1.433	-	32.825	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	US\$	5,55%	5,54%	Al Vencimiento	64	-	64	-	-	-	-	-	2.752	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Safra SA	Brasil	Real	6,83%	6,82%	Al Vencimiento	-	1.337	1.337	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Credito del Peru	Perú	Soles	4,16%	4,10%	Al Vencimiento	33	-	33	-	22.739	-	-	-	22.739	
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	6,24%	6,15%	Semestral	5.986	5.023	11.009	10.047	10.047	10.047	10.047	5.022	45.210	
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	BNP Paribas	Brasil	US\$	3,60%	3,59%	Al Vencimiento	-	1.236	1.236	263.288	-	-	-	-	263.288	
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU 4131 CELG	Brasil	US\$	11,46%	4,05%	Semestral	734	-	734	74.964	-	-	-	-	74.964	
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU 4131 CELG	Brasil	US\$	11,42%	4,02%	Semestral	411	-	411	94.308	-	-	-	-	94.308	
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU 4131 CELG	Brasil	US\$	11,03%	4,64%	Semestral	179	-	179	-	30.204	-	-	-	30.204	
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU 4131 CELG	Brasil	US\$	11,69%	5,30%	Al Vencimiento	359	-	359	40.005	-	-	-	-	40.005	
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES - FINAME GIRO	Brasil	Real	7,04%	5,34%	Mensual	159	-	159	2.684	8.053	8.053	6.040	-	24.830	
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU - Nota Promissória 1ª Emissão	Brasil	Real	7,09%	6,87%	Al Vencimiento	-	1.582	1.582	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación Fortaleza	Brasil	Extranjero	Banco Citibank	Brasil	US\$	2,98%	2,96%	Al Vencimiento	556	-	556	59.969	-	-	-	-	59.969	
Extranjero	Enel Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	Soles	3,40%	3,40%	Al Vencimiento	-	26.492	26.492	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Brasil S.A.	Brasil	Extranjero	Bradesco	Brasil	Real	8,78%	7,99%	Al Vencimiento	-	24.746	24.746	-	-	-	-	-	-	
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BNP Paribas	E.E.U.U.	US\$	4,99%	3,21%	Al Vencimiento	131.251	-	131.251	-	-	-	-	-	-	
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Citibank N.A.	E.E.U.U.	US\$	4,99%	3,21%	Al Vencimiento	43.750	-	43.750	-	-	-	-	-	-	
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Credito Agricole Corporate	E.E.U.U.	US\$	4,99%	3,21%	Al Vencimiento	48.334	-	48.334	-	-	-	-	-	-	
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	JPMorgan Chase Bank	E.E.U.U.	US\$	4,99%	3,21%	Al Vencimiento	43.750	-	43.750	-	-	-	-	-	-	
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Sumitomo Mitsui Banking	E.E.U.U.	US\$	4,99%	3,21%	Al Vencimiento	87.501	-	87.501	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Eletropaulo	Brasil	Extranjero	Banco ABC	Brasil	Real	12,76%	9,90%	Semestral	423	7.871	8.294	7.954	-	-	-	-	7.934	
Extranjero	Eletropaulo	Brasil	Extranjero	FINEP - 1º Protocolo	Brasil	Real	4,00%	4,00%	Mensual	381	1.132	1.513	829	-	-	-	-	829	
Extranjero	Eletropaulo	Brasil	Extranjero	FINEP - 2º Protocolo	Brasil	Real	11,91%	11,82%	Mensual	653	1.925	2.578	2.745	2.923	3.115	3.333	2.056	14.172	
Extranjero	Eletropaulo	Brasil	Extranjero	Itau	Brasil	Real	11,91%	10,99%	Mensual	717	2.082	2.799	2.792	1.404	-	-	-	4.196	
Extranjero	Eletropaulo	Brasil	Extranjero	Itau	Brasil	Real	11,67%	10,95%	Mensual	971	2.876	3.847	3.846	1.922	-	-	-	5.768	
Extranjero	Eletropaulo	Brasil	Extranjero	Itau	Brasil	Real	10,31%	9,50%	Mensual	323	940	1.263	1.261	634	-	-	-	1.895	
Extranjero	Eletropaulo	Brasil	Extranjero	Itau	Brasil	Real	6,58%	6,50%	Mensual	12	36	48	48	24	-	-	-	72	
Extranjero	Eletropaulo	Brasil	Extranjero	Itau	Brasil	Real	10,58%	9,86%	Mensual	357	1.061	1.418	1.419	709	-	-	-	2.128	
Extranjero	Eletropaulo	Brasil	Extranjero	Itau	Brasil	Real	11,59%	10,83%	Mensual	807	2.318	3.125	3.104	3.121	1.044	-	-	7.269	
Extranjero	Eletropaulo	Brasil	Extranjero	Itau	Brasil	Real	11,59%	10,87%	Mensual	964	2.842	3.806	3.804	1.279	-	-	-	8.907	
Extranjero	Eletropaulo	Brasil	Extranjero	Itau	Brasil	Real	11,59%	10,87%	Mensual	291	858	1.149	1.149	1.155	386	-	-	2.690	
Extranjero	Eletropaulo	Brasil	Extranjero	Itau	Brasil	Real	10,15%	9,50%	Mensual	266	767	1.033	1.027	1.033	346	-	-	2.406	
Extranjero	Eletropaulo	Brasil	Extranjero	Votorantim	Brasil	Real	12,62%	11,45%	Mensual	833	2.450	3.283	3.287	3.316	1.669	-	-	8.272	
Extranjero	Eletropaulo	Brasil	Extranjero	Votorantim	Brasil	Real	12,43%	11,22%	Mensual	825	2.361	3.186	3.169	3.198	1.611	-	-	7.978	
Extranjero	Eletropaulo	Brasil	Extranjero	Votorantim	Brasil	Real	12,46%	11,22%	Mensual	92	264	356	354	357	180	-	-	891	
Extranjero	Eletropaulo	Brasil	Extranjero	Safra	Brasil	Real	13,60%	11,95%	Mensual	945	2.741	3.686	3.681	3.719	3.759	3.806	-	14.985	
Extranjero	Eletropaulo	Brasil	Extranjero	Safra	Brasil	Real	13,40%	11,75%	Mensual	952	2.659	3.611	3.572	3.610	3.650	3.697	-	14.529	
Totales										480.909	352.786	833.695	719.167	339.539	76.457	31.148	9.830	1.176.141	

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Amortización	31 de diciembre de 2017								
										Corriente			No Corriente				Total No Corriente MUS\$	
										Menos de 90 días MUS\$	Más de 90 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$		Más de Cinco Años MUS\$
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia S.A)	Brasil	Extranjero	Citibank	Brasil	US\$	4.13%	4.12%	Al Vencimiento	778	37.076	37.854	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia S.A)	Brasil	Extranjero	Banco Santander	Brasil	US\$	3.37%	3.36%	Al Vencimiento	708	-	708	75.938	-	-	-	-	75.938
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia S.A)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	10.57%	10.51%	Mensual	20.080	32.334	52.414	39.121	31.839	22.490	4.410	2.989	100.849
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia S.A)	Brasil	Extranjero	Banco Itau	Brasil	US\$	4.29%	4.28%	Al Vencimiento	1.594	-	1.594	-	-	75.512	-	-	75.512
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia S.A)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	10.83%	9.86%	Mensual	966	6.894	7.860	31.042	31.042	31.042	26.446	-	119.572
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bank of Tokyo	Colombia	\$ Col	8.49%	8.32%	Al Vencimiento	1.626	-	1.626	66.996	-	-	-	-	66.996
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bank of Tokyo	Colombia	\$ Col	9.01%	8.82%	Al Vencimiento	-	279	279	-	54.266	-	-	-	54.266
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota S.A	Colombia	\$ Col	7.72%	7.46%	Trimestral	836	-	836	722	-	-	-	-	722
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco AV Villas	Colombia	\$ Col	7.50%	7.26%	Trimestral	424	-	424	1.256	-	-	-	-	368
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Popular	Colombia	\$ Col	7.45%	7.25%	Trimestral	277	-	277	628	-	-	-	-	556
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Popular	Colombia	\$ Col	7.44%	7.24%	Trimestral	536	-	536	1.256	-	-	-	-	1.452
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	6.21%	6.07%	Trimestral	112	-	112	245	-	71	-	-	353
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	6.10%	5.97%	Trimestral	91	-	91	212	-	61	-	-	303
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	5.96%	5.83%	Trimestral	46	-	46	117	-	33	-	-	165
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	6.21%	6.07%	Trimestral	197	-	197	407	-	233	-	-	699
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	6.07%	5.94%	Trimestral	121	-	121	268	-	304	-	-	456
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	6.03%	5.90%	Trimestral	109	-	109	259	-	291	-	-	436
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	6.72%	6.56%	Trimestral	322	-	322	628	-	695	174	-	1.564
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	6.86%	6.69%	Trimestral	180	-	180	294	-	330	165	-	825
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	6.75%	6.59%	Trimestral	259	-	259	456	-	505	253	-	1.263
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Agrario	Colombia	\$ Col	7.15%	6.97%	Trimestral	899	-	899	1.507	1.661	1.661	1.246	-	4.568
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco de Credito del Perú	Perú	US\$	3.15%	3.05%	Trimestral	8.422	-	8.422	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3.52%	3.40%	Trimestral	437	-	437	1.265	-	422	-	-	422
Extranjero	Enel Cien S.A. (EX Cien S.A)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	9.35%	8.84%	Mensual	419	-	419	1.216	-	1.621	-	-	2.432
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A)	Brasil	Extranjero	Banco Itaú Brasil	Brasil	Real	12.17%	11.28%	Anual	15.766	-	15.766	15.094	-	-	-	-	15.094
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A)	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	10.28%	10.14%	Anual	795	45.280	46.075	22.640	-	-	-	-	22.640
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A)	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7.85%	7.70%	Mensual	1.630	-	1.630	1.603	-	-	-	-	1.603
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	10.79%	10.66%	Mensual	8.891	15.359	24.250	20.478	16.491	12.131	2.086	1.464	52.500
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A)	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	US\$	4.67%	4.66%	Al Vencimiento	27	-	27	-	-	-	-	-	2.773
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A)	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5.83%	5.71%	Al Vencimiento	6.624	-	6.624	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5.10%	5.01%	Al Vencimiento	29	-	29	4.630	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5.10%	5.01%	Al Vencimiento	47	-	47	7.717	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5.10%	5.01%	Al Vencimiento	35	7.407	7.442	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5.10%	5.01%	Al Vencimiento	33	7.717	7.750	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A)	Perú	Extranjero	Banco Santander	Perú	Soles	6.35%	6.20%	Al Vencimiento	15.500	-	15.500	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	9.43%	9.21%	Al Vencimiento	5.160	5.024	10.184	10.050	5.024	10.048	10.050	15.074	50.246
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	\$ Col	9.85%	9.62%	Al Vencimiento	1.835	1.787	3.622	3.573	1.787	3.573	3.573	5.360	17.866
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	US\$	1.90%	1.88%	Al Vencimiento	35.414	-	35.414	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	BNP PARIBAS	Brasil	US\$	3.24%	3.22%	Al Vencimiento	1.158	-	1.158	261.358	-	-	-	-	261.358
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Daycoval (75272/2014)	Brasil	Real	14.99%	13.59%	Mensual	653	650	1.303	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	BCV - Banco de Crédito e Varejo (1310/2015)	Brasil	Real	15.86%	12.91%	Mensual	1.782	587	2.369	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	BCV - Banco de Crédito e Varejo (1360/2015)	Brasil	Real	15.86%	12.91%	Mensual	5.263	3.501	8.764	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU 4131 CELG	Brasil	US\$	4.02%	4.05%	Semestral	1.533	-	1.533	-	75.513	-	-	-	75.513
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU 4131 CELG	Brasil	US\$	3.67%	4.02%	Semestral	1.398	-	1.398	-	94.998	-	-	-	94.998
Extranjero	Enel Generación Fortaleza	Brasil	Extranjero	Banco Citibank	Brasil	US\$	2.98%	2.96%	Al Vencimiento	399	-	399	-	60.328	-	-	-	60.328
Totales										143.411	193.526	336.937	557.942	375.985	156.634	46.565	27.660	1.164.786

b. Obligaciones con el Público No Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el Público No Garantizadas al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones con el Público No Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 30/09/2018 MUS	
				Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2018 MUS	Vencimiento						
				Uno a Tres Meses MUS	Tres a Doce Meses MUS		Uno a Dos Años MUS	Dos a Tres Años MUS	Tres a Cuatro Años MUS	Cuatro a Cinco Años MUS	Más de Cinco Años MUS		
Chile	US\$	5,30%	Sin Garantía	10.419	-	10.419	-	-	-	-	-	583.971	583.971
Chile	U.F.	5,75%	Sin Garantía	27.235	-	27.235	-	-	-	-	-	-	-
Perú	US\$	6,64%	Sin Garantía	-	8.413	8.413	10.011	-	-	-	-	10.011	20.022
Perú	Soles	6,34%	Sin Garantía	5.092	66.712	71.804	24.255	45.477	34.866	48.509	199.466	352.573	352.573
Brasil	Real	8,18%	Sin Garantía	97.001	1.056.449	1.153.450	1.247.285	365.625	259.281	298.297	251.892	2.422.380	2.422.380
Colombia	\$ Col	7,41%	Sin Garantía	10.223	360.202	370.425	110.842	276.159	152.375	297.850	576.050	1.413.276	1.413.276
Total				149.970	1.491.776	1.641.746	1.392.393	687.261	446.522	644.656	1.621.390	4.792.222	

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31/12/2017 MUS
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2017 MUS	Vencimiento					
				Uno a Tres Meses MUS	Tres a Doce Meses MUS		Uno a Dos Años MUS	Dos a Tres Años MUS	Tres a Cuatro Años MUS	Cuatro a Cinco Años MUS	Más de Cinco Años MUS	
Chile	US\$	5,30%	Sin Garantía	-	4.405	4.405	-	-	-	-	582.676	582.676
Chile	U.F.	5,75%	Sin Garantía	-	6.458	6.458	6.746	7.134	7.544	3.412	-	24.836
Perú	US\$	6,59%	Sin Garantía	10.991	-	10.991	8.179	10.016	-	-	10.016	28.211
Perú	Soles	6,29%	Sin Garantía	3.648	2.615	6.263	66.364	40.127	30.867	35.497	221.594	394.449
Brasil	Real	7,35%	Sin Garantía	1.437	43.466	44.903	-	180.184	52.152	52.602	44.909	329.847
Colombia	\$ Col	8,69%	Sin Garantía	37.900	160.745	198.645	253.473	110.856	337.987	190.818	653.190	1.546.324
Total				53.976	217.689	271.665	334.762	348.317	428.550	282.329	1.512.385	2.906.343

c. Obligaciones con el Público Garantizadas

Al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, no existen obligaciones con el público garantizadas.

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de las obligaciones con el público al 30 de septiembre de 2018 asciende a MUS\$6.664.475 (MUS\$3.506.974 al 31 de diciembre de 2017). Para ambos períodos, en consideración a los datos de entrada utilizados en la valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver nota 4 g). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver nota 4 f.4).



- Individualización de Obligaciones con el Público No Garantizadas por Deudor

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreditadora	Nombre del Acreditador	País Entidad Acreditadora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Garantía	30 de septiembre de 2018												
										Corriente			No Corriente					Total No Corriente				
										Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años					
										MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$		MUS\$			
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Bonos 1ª Serie 19	Brasil	Real	7.43%	7.41%	No	3.112	-	3.112	-	-	-	-	-	-	147.976	-	147.976	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B103	Colombia	\$ Col	8.82%	8.54%	No	125	26.791	26.916	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B12-13	Colombia	\$ Col	8.05%	7.82%	No	652	-	652	-	-	-	-	-	64.748	-	64.748		
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B5-13	Colombia	\$ Col	7.14%	6.96%	No	545	60.836	61.381	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B7-14	Colombia	\$ Col	6.74%	6.58%	No	67	-	67	-	-	-	61.955	-	-	-	-	61.955	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E4-16	Colombia	\$ Col	7.70%	7.49%	No	99	-	99	30.140	-	-	-	-	-	-	-	30.140	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E2-17	Colombia	\$ Col	7.04%	6.86%	No	222	53.583	53.805	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E5-17	Colombia	\$ Col	7.39%	7.39%	No	-	3.771	3.771	-	-	-	90.420	-	-	-	-	90.420	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E7-17	Colombia	\$ Col	6.46%	6.31%	No	266	-	266	-	-	-	-	-	66.978	-	66.978		
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E7-18	Colombia	\$ Col	6.74%	6.58%	No	991	-	991	-	-	-	-	-	66.978	-	66.978		
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B12-18	Colombia	\$ Col	6.80%	6.63%	No	798	-	798	-	-	-	-	-	53.582	-	53.582		
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debentures CEAR23	Brasil	Real	11.20%	10.26%	No	39.187	-	39.187	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debentures CEAR15	Brasil	Real	7.36%	7.35%	No	1.797	-	1.797	-	-	-	43.328	43.328	-	-	-	86.656	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debentures CEAR25	Brasil	Real	10.01%	9.38%	No	494	-	494	-	-	-	-	-	37.474	-	-	37.474	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debentures CEAR16	Brasil	Real	7.52%	7.51%	No	210	37.138	37.138	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debentures CEAR26	Brasil	Real	12.59%	9.59%	No	912	-	912	-	-	-	-	-	66.423	-	-	9.904	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6.41%	6.31%	No	132	-	132	-	-	7.580	-	-	-	-	-	7.580	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6.38%	6.28%	No	-	7.695	7.695	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	6.44%	6.34%	No	-	115	115	-	-	-	-	-	10.011	-	-	10.011	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	7.93%	7.78%	No	-	8.299	8.299	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6.27%	5.78%	No	-	5.799	5.799	10.011	-	-	-	-	-	-	-	10.011	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional de Seguros	Perú	Soles	6.86%	6.75%	No	-	105	105	-	-	-	-	-	-	-	-	15.159	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional de Seguros	Perú	Soles	5.80%	5.72%	No	660	-	660	-	-	-	-	-	30.318	-	-	30.318	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Macrofondo	Perú	Soles	7.15%	7.03%	No	-	6.154	6.154	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional de Seguros	Perú	Soles	6.61%	6.50%	No	356	-	356	-	-	15.159	-	-	-	-	-	15.159	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional de Seguros	Perú	Soles	6.15%	6.06%	No	357	-	357	-	-	-	-	-	15.159	-	-	15.159	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Macrofondo	Perú	Soles	5.64%	5.56%	No	87	-	87	-	-	-	15.159	-	-	-	-	15.159	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional de Seguros	Perú	Soles	5.06%	5.00%	No	241	-	241	-	-	-	-	-	12.127	-	-	12.127	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional de Seguros	Perú	Soles	5.19%	5.13%	No	140	-	140	-	-	-	-	-	15.159	-	-	15.159	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Interseguro	Perú	Soles	6.38%	6.28%	No	353	-	353	-	-	-	12.127	-	-	-	-	12.127	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional de Seguros	Perú	Soles	7.41%	7.28%	No	81	-	81	-	-	-	-	-	10.763	-	-	10.763	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac AP	Perú	Soles	7.58%	7.44%	No	101	-	101	9.095	-	-	-	-	-	-	-	-	9.095
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional de Seguros	Perú	Soles	7.51%	7.38%	No	484	-	484	-	-	-	-	-	18.191	-	-	18.191	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional de Seguros	Perú	Soles	6.90%	6.78%	No	966	-	966	-	-	30.318	-	-	-	-	-	30.318	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional de Seguros	Perú	Soles	6.44%	6.34%	No	346	-	346	-	-	-	18.191	-	-	-	-	18.191	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional de Seguros	Perú	Soles	5.32%	5.24%	No	532	30.318	30.850	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional de Seguros	Perú	Soles	6.44%	6.34%	No	51	-	51	-	-	-	-	-	24.255	-	-	24.255	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional de Seguros	Perú	Soles	6.22%	6.12%	No	-	21.490	21.490	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional de Seguros	Perú	Soles	5.45%	5.38%	No	48	-	48	-	-	-	-	-	30.318	-	-	30.318	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional de Seguros	Perú	Soles	8.29%	8.12%	No	62	-	62	-	-	-	-	-	21.223	-	-	21.223	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional de Seguros	Perú	Soles	6.19%	6.09%	No	431	-	431	-	-	-	-	-	30.318	-	-	30.318	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional de Seguros	Perú	Soles	6.09%	6.00%	No	615	-	615	-	-	-	-	-	21.952	-	-	21.952	
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B10-09	Colombia	\$ Col	9.06%	8.77%	No	657	53.603	54.260	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B12-09	Colombia	\$ Col	9.39%	9.06%	No	679	-	679	-	-	29.999	-	-	-	-	-	29.999	
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B15-09	Colombia	\$ Col	9.38%	9.07%	No	235	-	235	-	-	-	-	-	18.586	-	-	18.586	
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-13	Colombia	\$ Col	7.48%	7.28%	No	66	16.554	16.620	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-14	Colombia	\$ Col	6.63%	6.47%	No	300	-	300	36.825	-	-	-	-	-	-	-	36.825	
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos exterior	Colombia	\$ Col	9.11%	8.75%	No	-	1.874	1.874	-	-	30.140	-	-	-	-	-	30.140	
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos quimbo	Colombia	\$ Col	9.11%	8.75%	No	-	13.468	13.468	-	-	216.020	-	-	-	-	-	216.020	
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	\$ Col	6.73%	6.57%	No	325	-	325	-	-	-	100.411	-	-	-	-	100.411	
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	\$ Col	7.05%	6.87%	No	541	-	541	-	-	-	-	-	62.382	-	-	62.382	
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	\$ Col	8.26%	8.01%	No	534	-	534	-	-	-	-	-	121.497	-	-	121.497	
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	\$ Col	6.85%	6.68%	No	221	-	221	-	-	-	-	-	66.925	-	-	66.925	
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	\$ Col	7.35%	7.16%	No	483	-	483	-	-	-	-	-	54.374	-	-	54.374	
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	\$ Col	7.48%	7.28%	No	204	51.072	51.276	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-14	Colombia	\$ Col	6.63%	6.47%	No	358	-	358	43.877	-	-	-	-	-	-	-	43.877	
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B3-16	Colombia	\$ Col	6.70%	6.54%	No	719	78.649	79.368	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B7-16	Colombia	\$ Col	7.94%	7.71%	No	1.046	-	1.046	-	-	-	-	-	97.073	-	-	97.073	
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos E6-16	Colombia	\$ Col	7.59%	7.38%	No	81	-	81	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Bonos UF 269	Chile	U.F.	7.02%	5.75%	No	27.234	-	27.234	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos Serie Única U.S. \$ 600 millones	E.U.U.	US\$	4.21%	4.00%	No	10.400	-	10.400	-	-	-	-	-	583.114	-	-	583.114	
Extranjero	Enel Inversión Sudeste	Brasil	Extranjero	NP CS 1ª Emisión - 1ª Serie	Brasil	Real	9.66%	8.68%	No	19	-	19	-	-	-	-	-	858	-	-	858	
Extranjero	Enel Inversión Sudeste	Brasil	Extranjero	NP CS 1ª Emisión - 2ª Serie	Brasil	Real	9.54%	8.68%	No	-	1.326	1.326	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Inversión Sudeste	Brasil	Extranjero	NP JP 1ª Emisión - 2ª Serie	Brasil	Real	9.44%	8.68%	No	-	13.263	13.263	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Inversión Sudeste	Brasil	Extranjero	Banco Credit Suisse (Brasil) S.A.	Brasil	Real	9.66%	8.68%	No	-	-	-	-	-	49.518	-	-	-	-	-	49.518	
Extranjero	Enel Inversión Sudeste	Brasil	Extranjero	Banco Credit Suisse (Brasil) S.A.	Brasil	Real	9.54%	8.68%	No	-	-	-	-	-	613.261	-	-	-	-	-	613.261	
Extranjero	Enel Inversión Sudeste	Brasil	Extranjero	Banco J. P. Morgan S.A.	Brasil	Real	9.44%	8.68%	No	-	-	-	-	-	491.497	-	-	-	-	-	491.497	
Extranjero	Enel Brasil S.A.	Brasil	Extranjero	Bradesco	Brasil	Real	8.78%	7.99%	No	988.143	-	988.143	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU - Nota Promissoria 1ª Emisión	Brasil	Real	7.09%	6.87%	No	-	-	-	-	-	49.439	-	-	-	-	-	49.439	
Extranjero	Eletropaulo	Brasil	Extranjero	DEBENTURES - 11ª EMISSÃO	Brasil	Real	10.61%	8.36%	No	25.590	-	25.590	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Eletropaulo	Brasil	Extranjero	DEBENTURES - 14ª EMISSÃO	Brasil	Real	9.29%	8.10%	No	17.529	-	17.529	43.571	-	44.013	44.487	-	-	-	-	132.071	
Extranjero	Eletropaulo	Brasil	Extranjero	DEBENTURES - 15ª EMISSÃO	Brasil	Real	7.99%	7.82%	No	7.00												



RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Garantía	31 de diciembre de 2017								
										Corriente			No Corriente				Total No Corriente MUS\$	
										Menos de 90 días MUS\$	Más de 90 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$		Más de Cinco Años MUS\$
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	Brasil	Extranjero	Bonos 1° Serie 19	Brasil	Real	7.87%	6.18%	No	492	-	492	-	180.184	-	-	-	180.184
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B103	Colombia	\$ Col	9.30%	9.35%	No	147	26.799	26.946	-	-	-	-	-	61.773
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B12-13	Colombia	\$ Col	9.12%	8.82%	No	736	-	736	-	-	-	-	64.765	64.765
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B5-13	Colombia	\$ Col	8.20%	7.96%	No	624	60.853	61.477	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B7-14	Colombia	\$ Col	7.80%	7.58%	No	90	-	90	-	-	61.972	-	-	61.972
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E4-16	Colombia	\$ Col	7.70%	7.49%	No	105	-	105	-	30.148	-	-	-	30.148
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E2-17	Colombia	\$ Col	7.04%	6.86%	No	232	-	232	53.597	-	-	-	-	53.597
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E5-17	Colombia	\$ Col	7.39%	7.39%	No	5.457	-	5.457	-	-	-	-	90.445	90.445
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E7-17	Colombia	\$ Col	6.46%	6.31%	No	278	-	278	-	-	-	-	66.996	66.996
Extranjero	Enel Distribución Ceara S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Ilaú 2	Brasil	Real	9.46%	9.40%	No	568	43.467	44.035	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceara S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Ilaú 1	Brasil	Real	7.64%	6.07%	No	282	-	282	-	-	52.152	52.602	44.909	149.663
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Ilaú 2	Brasil	Real	9.33%	7.75%	No	94	-	94	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edgel S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6.41%	6.31%	No	-	12	12	-	-	-	-	7.717	7.717
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edgel S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6.38%	6.28%	No	238	-	238	7.717	-	-	-	-	7.717
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edgel S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	6.44%	6.34%	No	274	-	274	-	-	-	-	-	10.016
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edgel S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	7.93%	7.78%	No	283	-	283	8.179	-	-	-	-	8.179
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edgel S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	5.87%	5.78%	No	145	-	145	-	10.016	-	-	-	10.016
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edgel S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6.57%	6.47%	No	10.290	-	10.290	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelinor S.A.A.)	Perú	Extranjero	AFP Prima	Perú	Soles	7.44%	7.30%	No	275	-	275	-	9.261	-	-	-	9.261
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelinor S.A.A.)	Perú	Extranjero	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	5.56%	5.49%	No	303	-	303	-	-	-	-	-	15.433
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelinor S.A.A.)	Perú	Extranjero	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	7.03%	6.91%	No	200	-	200	6.173	-	-	-	15.433	15.433
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelinor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Interseguro Cia de Seguros	Perú	Soles	6.28%	6.19%	No	-	166	166	-	-	-	-	-	12.347
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelinor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6.06%	5.97%	No	130	-	130	-	-	-	-	-	15.433
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelinor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6.50%	6.40%	No	-	111	111	-	15.433	-	-	-	15.433
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelinor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5.00%	4.94%	No	-	91	91	-	-	-	-	-	12.347
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelinor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5.13%	5.06%	No	341	-	341	-	-	-	-	-	15.433
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelinor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5.72%	5.64%	No	-	230	230	-	-	-	-	-	30.867
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelinor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	7.28%	7.15%	No	281	-	281	-	-	-	-	-	10.958
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelinor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6.75%	6.64%	No	368	-	368	-	15.433	-	-	-	15.433
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelinor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	7.38%	7.24%	No	-	159	159	-	-	-	-	-	18.520
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelinor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6.76%	6.67%	No	-	459	459	-	-	-	30.867	-	30.867
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelinor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6.34%	6.25%	No	-	59	59	-	-	-	-	-	18.520
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelinor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5.84%	5.76%	No	-	90	90	30.867	-	-	-	-	30.867
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelinor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6.34%	6.25%	No	-	444	444	-	-	-	-	-	24.693
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelinor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6.13%	6.03%	No	603	-	603	21.607	-	-	-	-	21.607
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelinor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	8.13%	7.97%	No	-	502	502	-	-	-	-	-	21.607
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelinor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6.09%	6.00%	No	909	-	909	-	-	-	-	-	30.867
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelinor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6.00%	5.91%	No	291	-	291	-	-	-	-	-	22.349
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B09-09	Colombia	\$ Col	10.53%	10.05%	No	1.802	73.093	74.895	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B10	Colombia	\$ Col	10.40%	9.94%	No	732	-	732	53.617	-	-	-	-	53.617
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B12	Colombia	\$ Col	11.60%	11.02%	No	754	-	754	-	-	30.008	-	-	30.008
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B15	Colombia	\$ Col	10.73%	10.23%	No	262	-	262	-	-	-	-	-	18.592
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-13	Colombia	\$ Col	9.65%	9.25%	No	79	-	79	16.556	-	-	-	-	16.556
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-14	Colombia	\$ Col	8.78%	8.44%	No	347	-	347	-	36.827	-	-	-	36.827
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos exterior	Colombia	\$ Col	9.11%	9.11%	No	2.567	-	2.567	-	-	30.148	-	-	30.148
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos quimbo	Colombia	\$ Col	9.11%	9.11%	No	18.449	-	18.449	-	-	215.859	-	-	215.859
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	\$ Col	8.04%	7.76%	No	387	-	387	-	-	-	-	-	100.429
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	\$ Col	9.21%	8.84%	No	620	-	620	-	-	-	-	-	62.393
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	\$ Col	10.44%	9.97%	No	631	-	631	-	-	-	-	-	121.522
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	\$ Col	8.17%	7.88%	No	268	-	268	-	-	-	-	-	66.939
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	\$ Col	9.54%	9.15%	No	562	-	562	-	-	-	-	-	54.471
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	\$ Col	9.65%	9.25%	No	243	-	243	51.077	-	-	-	-	51.077
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-14	Colombia	\$ Col	8.78%	8.44%	No	413	-	413	-	43.881	-	-	-	43.881
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B3-16	Colombia	\$ Col	8.85%	8.51%	No	829	-	829	78.626	-	-	-	-	78.626
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B7-16	Colombia	\$ Col	10.11%	9.97%	No	1.184	-	1.184	-	-	-	-	-	97.083
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos E7-16	Colombia	\$ Col	7.38%	7.38%	No	102	-	102	-	-	-	-	-	100.373
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Bonos UF 269	Chile	U.F.	7.02%	5.75%	No	-	6.458	6.458	6.746	7.134	7.544	-	-	3.412
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos Serie Única U.S. \$ 600 millones	E.E.U.U.	US\$	4.21%	4.00%	No	-	4.400	4.400	-	-	-	-	-	581.818
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US\$	7.76%	6.80%	No	-	5	5	-	-	-	-	-	858
Total										53.976	217.689	271.665	334.762	348.317	428.550	282.329	1.512.385	2.906.343

- Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	30 de septiembre de 2018								
								Corriente			No Corriente					Total No Corriente MUS\$
								Menos de 90 días MUS\$	Más de 90 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	11,78%	209	669	878	988	342	-	-	-	1.330
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	9,54%	11	33	44	44	-	-	-	-	44
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR S.A.S.	Colombia	\$ Col	9,48%	2	7	9	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	4,23%	-	-	-	391	541	565	440	-	1.937
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Interbank	Perú	Soles	5,97%	1.264	1.904	3.168	2.674	2.837	2.241	-	-	7.752
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Interbank	Perú	Soles	5,32%	-	161	161	225	237	250	65	-	777
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	5,68%	1.983	5.948	7.931	22.299	-	-	-	-	22.299
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,58%	691	2.073	2.764	7.771	-	-	-	-	7.771
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	3,70%	2.447	7.188	9.635	9.584	9.584	4.790	-	-	23.958
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	3,63%	3.251	2.003	5.254	2.054	-	-	-	-	2.054
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	7,70%	60	188	248	36	1	-	-	-	37
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	11,78%	20	63	83	80	27	-	-	-	107
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR S.A.S.	Colombia	\$ Col	11,69%	117	379	496	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Eletropaulo	Brasil	Extranjero	AGASUS	Brasil	Real	28,31%	196	588	784	406	268	47	-	-	721
Extranjero	Eletropaulo	Brasil	Extranjero	JSL	Brasil	Real	25,47%	617	2.040	2.657	1.400	1.258	265	344	1.547	4.814
Extranjero	Eletropaulo	Brasil	Extranjero	JSL	Brasil	Real	28,63%	216	719	935	687	318	119	160	118	1.402
Extranjero	Eletropaulo	Brasil	Extranjero	JSL	Brasil	Real	17,96%	30	98	128	102	-	-	-	-	102
Extranjero	Eletropaulo	Brasil	Extranjero	JSL	Brasil	Real	28,41%	26	82	108	55	63	43	7	58	226
Extranjero	Eletropaulo	Brasil	Extranjero	MAESTRO	Brasil	Real	19,50%	155	498	653	433	495	567	40	-	1.535
Extranjero	Eletropaulo	Brasil	Extranjero	DHL	Brasil	Real	13,39%	111	355	466	279	317	359	407	36	1.398
Extranjero	Eletropaulo	Brasil	Extranjero	Arval	Brasil	Real	27,90%	449	977	1.426	138	36	-	-	-	174
Extranjero	Eletropaulo	Brasil	Extranjero	Vamos	Brasil	Real	8,89%	250	780	1.030	825	895	720	-	-	2.440
Total								12.105	26.753	38.858	50.471	17.219	9.966	1.463	1.759	80.878

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	31 de diciembre de 2017								
								Corriente			No Corriente					Total No Corriente MUS\$
								Menos de 90 días MUS\$	Más de 90 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Union Temporal Rentacol	Colombia	\$ Col	10,80%	50	-	50	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	11,78%	30	90	120	129	100	-	-	-	229
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	7,36%	7	9	16	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Consorcio Empresarial	Colombia	\$ Col	7,08%	97	198	295	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	9,54%	10	31	41	45	32	-	-	-	77
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR S.A.S.	Colombia	\$ Col	9,48%	2	6	8	7	-	-	-	-	7
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,60%	432	435	867	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Santander Perú	Perú	Soles	5,13%	249	-	249	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Internacional	Perú	Soles	5,94%	44	366	410	766	812	862	450	-	2.890
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Internacional	Perú	Soles	5,30%	-	-	-	60	63	67	70	-	260
Extranjero	Enel Generación Piura S.A. (ex EE Piura)	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	5,68%	1.984	5.952	7.936	7.935	20.327	-	-	-	28.262
Extranjero	Enel Generación Piura S.A. (ex EE Piura)	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,58%	703	2.110	2.813	2.814	7.208	-	-	-	10.022
Extranjero	Enel Generación Piura S.A. (ex EE Piura)	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	3,70%	2.464	7.192	9.656	9.588	9.588	9.588	2.398	-	31.162
Extranjero	Enel Generación Piura S.A. (ex EE Piura)	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	3,63%	1.362	2.045	3.407	2.807	1.440	-	-	-	4.247
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	8,40%	2	5	7	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	7,70%	66	199	265	252	16	-	-	-	268
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	11,78%	13	39	52	52	32	-	-	-	84
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR S.A.S.	Colombia	\$ Col	11,69%	103	337	440	337	-	-	-	-	337
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Consorcio Empresarial	Colombia	\$ Col	7,08%	5	10	15	-	-	-	-	-	-
Total								7.623	19.024	26.647	24.792	39.618	10.517	2.918	-	77.845

- Individualización de Otras Obligaciones

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	30 de septiembre de 2018								
								Corriente			No Corriente					Total No Corriente MUS\$
								Menos de 90 días MUS\$	Más de 90 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Uno o Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Eletrobras	Brasil	Real	6,00%	453	1.360	1.813	1.528	1.286	695	400	33	3.942
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	-	10.384	10.384	7.823	5.014	6.810	7.510	20.884	48.041
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	Centrais Eletricas Brasileiras Ebras_ECF - 017/2004	Brasil	Real	7,00%	26	-	26	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	Centrais Eletricas Brasileiras Ebras_ECF - 149/2006	Brasil	Real	7,00%	102	-	102	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	Centrais Eletricas Brasileiras Ebras_ECF - 232/2008	Brasil	Real	7,00%	269	532	801	670	670	670	670	503	3.183
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	Mútuo CelgPar 41211376/2014	Brasil	Real	6,80%	694	1.926	2.620	1.956	2.141	2.339	2.550	12.920	21.906
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	FIDC Série A	Brasil	Real	9,58%	2.996	8.280	11.276	10.942	10.942	10.942	9.118	-	41.944
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	FIDC Série B	Brasil	Real	14,30%	1.715	4.735	6.450	6.257	6.257	6.257	5.215	-	23.986
Total								6.255	27.217	33.472	29.176	26.310	27.713	25.463	34.340	143.002

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	31 de diciembre de 2017								
								Corriente			No Corriente					Total No Corriente MUS\$
								Menos de 90 días MUS\$	Más de 90 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Uno o Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	
Extranjero	Enel Distribución Ceará (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Eletrobras	Brasil	Real	6,13%	643	1.702	2.345	2.144	1.828	1.336	736	404	6.448
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	762	2.176	2.938	3.000	3.000	3.000	3.000	36.913	48.913
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	Centrais Eletricas Brasileiras Ebras_ECF - 017/2004	Brasil	Real	7,00%	112	194	306	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	Centrais Eletricas Brasileiras Ebras_ECF - 149/2006	Brasil	Real	7,00%	447	773	1.220	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	Centrais Eletricas Brasileiras Ebras_ECF - 232/2008	Brasil	Real	7,00%	318	656	974	842	842	842	842	1.263	4.631
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	Mútuo CelgPar 41211376/2014	Brasil	Real	6,80%	1.480	4.441	5.921	2.967	3.214	2.967	2.967	14.093	26.208
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	FIDC Série A	Brasil	Real	10,20%	3.766	10.250	14.016	13.665	13.665	13.665	13.665	7.971	62.631
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	FIDC Série B	Brasil	Real	12,78%	2.181	5.766	7.947	7.688	7.688	7.688	7.688	4.485	35.237
Total								9.709	25.958	35.667	30.306	30.237	29.498	28.898	65.129	184.068

d. Deuda de cobertura.

Al 30 de septiembre de 2018, del total de la deuda denominada en dólares estadounidenses ("US\$") del Grupo, MUS\$43.273 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que se encuentran indexados al dólar (MUS\$68.868 al 31 de diciembre de 2017) (Ver Nota 4.m).

El movimiento por los períodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, en el rubro "Reservas de coberturas de flujo de caja" por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	30/09/2018 MUS\$	30/09/2017 MUS\$
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	(9.754)	(11.577)
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	(507)	2.029
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	672	(193)
Diferencias de conversión	172	(335)
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	(9.417)	(10.076)

e. Otros aspectos.

Al 30 de septiembre de 2018, el Grupo Enel Américas tiene a su disposición líneas de crédito de largo plazo en forma incondicional por MUS\$1.000.000 (MUS\$224.766 al 31 de diciembre de 2017).

f. Flujos futuros de deuda no descontados

A continuación se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deuda financiera:

- Resumen de préstamos bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2018 MUS\$	Vencimiento					Total No Corriente al 30/09/2018 MUS\$
			Uno a Tres Meses MUS\$	Tres a Doce Meses MUS\$		Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	
Chile	US\$	3,21%	350.950	-	350.950	-	-	-	-	-	-
Perú	US\$	3,40%	426	422	848	-	-	-	-	-	-
Perú	Soles	3,75%	472	27.262	27.734	1.000	23.464	-	-	-	24.464
Colombia	\$ Col	6,12%	12.468	115.126	127.594	47.136	14.979	11.488	10.791	5.134	89.528
Brasil	US\$	4,49%	44.929	95.015	139.944	552.715	207.372	126	126	2.850	763.189
Brasil	Real	9,40%	76.794	147.420	224.214	172.988	119.144	73.308	22.125	2.580	390.145
Total			486.039	385.245	871.284	773.839	364.959	84.922	33.042	10.564	1.267.326

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2017 MUS\$	Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2017 MUS\$
			Uno a Tres Meses MUS\$	Tres a Doce Meses MUS\$		Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	
Perú	US\$	3,23%	8.858	1.289	10.147	422	-	-	-	-	422
Perú	Soles	5,32%	22.534	27.659	50.193	-	-	-	-	-	-
Colombia	US\$	1,88%	34.943	-	34.943	-	-	-	-	-	-
Colombia	\$ Col	7,10%	8.810	39.169	47.979	127.925	51.070	19.078	15.887	14.596	228.556
Brasil	US\$	3,83%	6.072	56.113	62.185	357.780	239.852	77.649	130	2.949	678.360
Brasil	Real	10,84%	54.649	140.711	195.360	157.767	94.337	72.602	34.871	4.609	364.186
Total			135.866	264.941	400.807	643.894	385.259	169.329	50.888	22.154	1.271.524

- Resumen de obligaciones con el público garantizadas y no garantizadas por monedas y vencimiento

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2018 MUS\$	Vencimiento					Total No Corriente al 30/09/2018 MUS\$
			Uno a Tres Meses MUS\$	Tres a Doce Meses MUS\$		Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	
Chile	US\$	5,30%	6.282	18.846	25.128	25.128	25.128	25.128	25.128	678.345	778.857
Chile	U.F.	5,75%	27.391	-	27.391	-	-	-	-	-	-
Perú	US\$	6,64%	457	9.118	9.575	11.201	628	628	628	12.723	25.808
Perú	Soles	6,34%	6.556	83.747	90.303	46.321	64.276	51.801	63.250	268.204	493.852
Colombia	\$ Col	7,41%	120.765	341.356	462.121	216.821	424.389	258.558	245.115	692.883	1.837.766
Brasil	Real	8,18%	148.011	1.180.580	1.328.591	1.353.902	420.861	299.156	329.062	276.356	2.679.337
Total			309.462	1.633.647	1.943.109	1.653.373	935.282	635.271	663.183	1.928.511	5.815.620

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2017 MUS\$	Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2017 MUS\$
			Uno a Tres Meses MUS\$	Tres a Doce Meses MUS\$		Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	
Chile	US\$	5,30%	6.265	18.794	25.059	25.059	25.059	25.059	25.059	721.986	822.222
Chile	U.F.	5,75%	662	8.235	8.897	8.724	8.541	8.347	4.097	-	29.709
Perú	US\$	6,59%	10.517	1.390	11.907	9.435	11.071	636	636	13.233	35.011
Perú	Soles	6,30%	6.248	18.749	24.997	89.204	60.357	47.647	50.524	297.130	544.862
Colombia	\$ Col	8,69%	34.835	261.813	296.648	364.584	210.708	414.025	352.720	677.138	2.019.175
Brasil	Real	7,35%	6.311	61.825	68.136	21.149	202.527	62.841	59.630	50.680	396.827
Total			64.838	370.806	435.644	518.155	518.263	558.555	492.666	1.760.167	3.847.806

- Resumen de arrendamiento financiero por monedas y vencimiento

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2018 MUS\$	Vencimiento					Total No Corriente al 30/09/2018 MUS\$
			Uno a Tres Meses MUS\$	Tres a Doce Meses MUS\$		Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	
Perú	US\$	4,34%	8.406	17.170	25.576	35.580	9.975	4.853	-	-	50.408
Perú	Soles	5,23%	2.320	5.196	7.516	12.053	4.053	3.215	519	-	19.840
Colombia	\$ Col	9,34%	564	1.585	2.149	1.330	350	-	-	-	1.680
Brasil	Real	20,52%	2.474	7.142	9.616	5.193	4.173	2.449	1.179	2.028	15.022
Total			13.764	31.093	44.857	54.156	18.551	10.517	1.698	2.028	86.950

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2017 MUS\$	Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2017 MUS\$
			Uno a Tres Meses MUS\$	Tres a Doce Meses MUS\$		Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	
Perú	US\$	3,96%	6.751	17.916	24.667	23.097	32.665	9.938	2.419	-	68.119
Perú	Soles	5,65%	1.632	3.565	5.197	4.325	8.393	998	532	-	14.248
Colombia	\$ Col	9,34%	484	1.087	1.571	920	174	-	-	-	1.094
Total			8.867	22.568	31.435	28.342	41.232	10.936	2.951	-	83.461

- Resumen de otras obligaciones por monedas y vencimiento

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2018 MUS\$	Vencimiento					Total No Corriente al 30/09/2018 MUS\$
			Uno a Tres Meses MUS\$	Tres a Doce Meses MUS\$		Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	
Argentina	US\$	0,25%	3.251	7.249	10.500	15.034	3.913	4.263	4.202	22.086	49.498
Brasil	Real	7,94%	10.392	29.567	39.959	35.826	32.954	29.759	23.364	15.479	137.382
Total			13.643	36.816	50.459	50.860	36.867	34.022	27.566	37.565	186.880

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2017 MUS\$	Vencimiento				Total No Corriente al 31/12/2017 MUS\$	
			Uno a Tres Meses MUS\$	Tres a Doce Meses MUS\$		Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$		Más de Cinco Años MUS\$
Argentina	US\$	1,39%	663	3.208	3.871	5.080	2.759	15.553	4.095	24.563	52.050
Brasil	Real	7,86%	14.406	40.685	55.091	46.646	43.072	38.828	34.777	33.785	197.108
Total			15.069	43.893	58.962	51.726	45.831	54.381	38.872	58.348	249.158

21. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Las empresas del Grupo Enel Américas están expuestas 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 los riesgos destacan los siguientes:

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo del Grupo.
- Cada negocio y área corporativa define:
 - I. Los mercados en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
 - II. Criterios sobre contrapartes.
 - III. Operadores autorizados.
- Los negocios y áreas corporativas establecen para cada mercado en el que operan su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
- Todas las operaciones de los negocios y áreas corporativas se realizan dentro de los límites aprobados en cada caso.
- Los negocios, áreas corporativas, líneas de negocio y empresas 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 de Enel Américas.

21.1 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 futuros de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

Dependiendo de las estimaciones del Grupo y de los objetivos de la estructura de deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos. Los instrumentos utilizados actualmente corresponden a swaps de tasa que fijan desde tasa variable a fija.

La estructura comparativa de deuda financiera del Grupo Enel Américas según tasa de interés fija y/o protegida sobre deuda bruta total, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición bruta:

	30/09/2018 %	31/12/2017 %
Tasa de interés fijo	35%	46%

21.2 Riesgo de tipo de cambio

Los riesgos de tipos de cambio se corresponden, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:

- Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos a realizar en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, por adquisición de materiales asociados a proyectos y pagos de pólizas de seguros corporativos, entre otros.
- Ingresos en sociedades del Grupo que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.
- Flujos desde subsidiarias en el extranjero a matrices en Chile, expuestos a variaciones de tipo de cambio.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio del Grupo Enel Américas contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US\$ o monedas locales si las hubiere, y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio. Igualmente, la política busca refinanciar deuda en la moneda funcional de cada compañía.

21.3 Riesgo de “commodities”

El Grupo Enel Américas podría encontrarse expuesto al riesgo de la variación del precio de algunos “commodities”, fundamentalmente a través de:

- Compras de combustibles en el proceso de generación de energía eléctrica.
- Operaciones de compra-venta de energía que se realizan en mercados locales.

Con el objeto de reducir el riesgo en situaciones de extrema sequía, el Grupo ha diseñado una política comercial, definiendo niveles de compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, e incluyendo cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres. Para el caso de los clientes regulados sometidos a procesos de licitación de largo plazo, se determinan polinomios de indexación que permitan reducir la exposición a commodities.

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta la generación eléctrica, hidrología y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados.

Al 30 de Septiembre de 2018, habían operaciones de contratos de compra de futuros de energía vigentes por 12.48 GWh, para el periodo Oct-Nov 2018 (7.2 GWh) y en Ene-Dic 2019 (5.28 GWh). Dichas compras respaldan contratos de venta de energía en el mercado mayorista. Por su parte, se realizaron ventas de futuros de energía por 4.32 GWh para el periodo Oct-Dic 2018, asociadas a cubrir el riesgo de flujo de caja de clientes indexados del Mercado No Regulado. A 30 de Septiembre de 2018 se han liquidado en el año 6.6 GWh en los contratos de venta y 5.4 GWh de compra de futuros de energía.

Al 31 de diciembre de 2017, existen contratos de compra de futuros de energía por 5.4 GWh, para el periodo Ene-Mar 2018. Dichas compras respaldan un contrato de venta de energía en el mercado mayorista Colombiano. Al 31 de diciembre de 2017 se liquidaron 24.23 GWh de contratos de venta y 77.45 GWh de compra de futuros de energía.

21.4 Riesgo de liquidez

El Grupo mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas 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.

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros ver Notas (ver Notas 20 y 22).

Al 30 de septiembre de 2018, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$1.546.600 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$ 1.000.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2017, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$1.472.763 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$ 224.766 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

21.5 Riesgo de crédito

El Grupo Enel Américas realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos. Lo anterior es aplicable tanto para nuestro negocio de generación como de distribución de electricidad.

En nuestra línea de negocio de generación de electricidad, en algunos países, frente a falta de pago es posible proceder al corte del suministro, y en casi todos los contratos se establece como causal de término de contrato el incumplimiento de pago. Para este fin se monitorea constantemente el riesgo de crédito y se miden los montos máximos expuestos a riesgo de pago que, como está dicho, son limitados.

En el caso de nuestras empresas de distribución de electricidad, el corte de suministro, en todos los casos, es una potestad de nuestras compañías ante incumplimientos de parte de nuestros clientes, la que se aplica de acuerdo a la regulación vigente en cada país, lo que facilita el proceso de evaluación y control del riesgo de crédito, que por cierto también es limitado.

Activos de carácter financiero:

Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea con límites establecidos para cada entidad.

En la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan calificación investment grade, considerando las tres principales agencias de rating internacional (Moody's, S&P y Fitch).

Las colocaciones pueden ser respaldadas con bonos del tesoro de los países donde se opera y/o papeles emitidos por bancos de primera línea, privilegiando estos últimos por ofrecer mayores retornos (siempre enmarcado en las políticas de colocaciones vigentes).

21.6 Medición del riesgo

El Grupo Enel Américas elabora una medición del Valor en Riesgo de sus posiciones de deuda y de derivados financieros, con el objetivo de monitorear el riesgo asumido por la compañía, acotando así la volatilidad del estado de resultados.

La cartera de posiciones incluidas a efectos de los cálculos del presente Valor en Riesgo se compone de:

- Deuda Financiera.
- Derivados de cobertura para Deuda.

El Valor en Riesgo calculado representa la posible variación de valor de la cartera de posiciones descrita anteriormente en el plazo de un trimestre con un 95% de confianza. Para ello se ha realizado el estudio de la volatilidad de las variables de riesgo que afectan al valor de la cartera de posiciones, incluyendo:

- Tasa de interés Libor del dólar estadounidense.
- Las distintas monedas en las que operan nuestras compañías, los índices locales habituales de la práctica bancaria.
- Los tipos de cambio de las distintas monedas implicadas en el cálculo.

El cálculo del Valor en Riesgo se basa en la extrapolación de escenarios futuros (a un trimestre) de los valores de mercado de las variables de riesgo en función de escenarios basados en observaciones reales para un mismo período (trimestre) durante cinco años.

El Valor en Riesgo a un trimestre con un 95% de confianza se calcula como el percentil del 5% más adverso de las posibles variaciones trimestrales.

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre, de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a MUS\$ 646.543.

Este valor representa el potencial incremento de la cartera de deuda y derivados, por lo tanto este valor en riesgo está intrínsecamente relacionado, entre otros factores, al valor de la cartera al final de cada trimestre.

22. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

22.1 Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría.

a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

	30 de septiembre de 2018			
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados MUS\$	Activos financieros medidos a costo amortizado MUS\$	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado MUS\$	Derivados financieros de cobertura MUS\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	3.982.742	-	-
Instrumentos derivados	6.478	-	-	1.814
Otros activos de carácter financiero	108.148	97.490	-	-
Total Corriente	114.626	4.080.232	-	1.814
Instrumentos de patrimonio	-	-	725	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	931.037	-	-
Instrumentos derivados	15.329	-	-	110.181
Otros activos de carácter financiero	2.141.893	341.541	-	-
Total No Corriente	2.157.222	1.272.578	725	110.181
Total	2.271.848	5.352.810	725	111.995

	31 de diciembre de 2017			
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados MUS\$	Activos financieros medidos a costo amortizado MUS\$	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado MUS\$	Derivados financieros de cobertura MUS\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	2.394.756	-	-
Instrumentos derivados	404	-	-	2.168
Otros activos de carácter financiero	49.757	14.286	-	-
Total Corriente	50.161	2.409.042	-	2.168
Instrumentos de patrimonio	1.104	-	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	619.637	-	-
Instrumentos derivados	4.898	-	-	19.932
Otros activos de carácter financiero	1.312.871	413.462	-	-
Total No Corriente	1.318.873	1.033.099	-	19.932
Total	1.369.034	3.442.141	-	22.100

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

	30 de septiembre de 2018		
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados MUS\$	Pasivos financieros medidos a costo amortizado MUS\$	Derivados financieros de cobertura MUS\$
Préstamos que devengan interés	-	2.547.771	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	4.013.588	-
Instrumentos derivados	49	-	3.424
Otros pasivos de carácter financiero	793	-	-
Total Corriente	842	6.561.359	3.424
Préstamos que devengan interés	-	6.192.243	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	1.052.391	-
Instrumentos derivados	-	-	327
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	-
Total No Corriente	-	7.244.634	327
Total	842	13.805.993	3.751

	31 de diciembre de 2017		
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados MUS\$	Pasivos financieros medidos a costo amortizado MUS\$	Derivados financieros de cobertura MUS\$
Préstamos que devengan interés	-	670.916	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	3.255.603	-
Instrumentos derivados	1.270	-	17.582
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	-
Total Corriente	1.270	3.926.519	17.582
Préstamos que devengan interés	-	4.333.042	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	978.569	-
Instrumentos derivados	8.671	-	7.802
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	-
Total No Corriente	8.671	5.311.611	7.802
Total	9.941	9.238.130	25.384

22.2 Instrumentos derivados

El Grupo Enel Américas siguiendo su política de gestión de riesgos, realiza fundamentalmente contrataciones de derivados de tasas de interés y tipos de cambio.

La compañía clasifica sus coberturas en:

- **Coberturas de flujos de caja:** Aquellas que permiten cubrir los flujos de caja del subyacente cubierto.
- **Coberturas de valor razonable:** Aquellas que permiten cubrir el valor razonable del subyacente cubierto.
- **Derivados no cobertura:** Aquellos derivados financieros que no cumplen los requisitos establecidos por las NIIF para ser designados como instrumentos de cobertura, se registran a valor razonable con cambios en resultados (activos financieros mantenidos para negociar).

a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

Al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	30 de septiembre de 2018				31 de diciembre de 2017			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
Cobertura de tipo de interés:	1.791	-	1.049	280	796	850	40	-
Cobertura flujos de caja	1.791	-	1.049	280	796	850	40	-
Cobertura de tipo de cambio:	6.501	125.510	2.424	47	1.372	19.082	17.541	7.802
Cobertura de flujos de caja	23	110.181	2.374	47	1.372	19.082	9.056	-
Cobertura de valor razonable	6.478	15.329	50	-	-	-	8.485	7.802
TOTAL	8.292	125.510	3.473	327	2.168	19.932	17.581	7.802

- Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

A continuación, se detallan los instrumentos de derivados financieros de cobertura y subyacentes asociados:

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se Cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 30-09-2018 MUS\$	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2017 MUS\$
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	461	11.214
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	108.148	(16.287)
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	21.757	1.607
FORWARD	Tipo de cambio	Ingresos operacionales	(47)	-
FORWARD	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	-	48
FORWARD	Tipo de cambio	Costos operacionales	(317)	136

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, el Grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

En las coberturas de valor razonable el monto registrado en el estado de resultados del instrumento derivado y su partida subyacente por los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, ha sido la siguiente:

	30 de septiembre de 2018		30 de septiembre de 2017	
	Ingresos MUS\$	Gastos MUS\$	Ingresos MUS\$	Gastos MUS\$
Instrumento derivado	-	(34.649)	21.465	(12.158)
Partida subyacente	526	-	84	(20.821)
TOTAL	526	(34.649)	21.549	(32.979)

b) Activos y pasivos por instrumentos derivados a valor razonable con cambios en resultados

Al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, las operaciones de derivados financieros, que se registran a valor razonable con cambios en resultados, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	30 de septiembre de 2018				31 de diciembre de 2017			
	Activos Corriente MUS\$	Pasivos Corriente MUS\$	Activos No Corriente MUS\$	Pasivos No Corriente MUS\$	Activos Corriente MUS\$	Pasivos Corriente MUS\$	Activos No Corriente MUS\$	Pasivos No Corriente MUS\$
Instrumentos derivados de no cobertura (1)	27.548	793	18.502	-	404	4.898	1.270	8.671

- (1) Estos instrumentos derivados corresponden a contratos forwards celebrados por el Grupo, cuyo propósito es cubrir el riesgo de tipo de cambio relacionado con dividendos a recibir de las subsidiarias en el exterior. Si bien estas coberturas tienen un fondo económico, no califican como cobertura contable porque no cumplen estrictamente los requisitos establecidos en la NIC 39 “Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición”.

Además, se incluyen instrumentos derivados cross currency swaps cuyo propósito era cubrir la tasa de interés y tipo de cambio de deudas financieras, las que debido a la reorganización societaria fueron transferidas a Enel Chile, por lo cual, se interrumpió la contabilidad de cobertura.

c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

A continuación se presenta un detalle de los instrumentos derivados financieros contratados por el Grupo al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nacionales o contractuales:

Derivados Financieros	30 de septiembre de 2018						
	Valor Razonable MUS\$	Valor Ncional					
		Antes de 1 Año MUS\$	1-2 Años MUS\$	2-3 Años MUS\$	3-4 Años MUS\$	4-5 Años MUS\$	Total MUS\$
Cobertura de tipo de interés:	462	823.910	37.463	-	-	-	861.373
Cobertura de flujos de caja	462	823.910	37.463	-	-	-	861.373
Cobertura de tipo de cambio:	129.540	132.464	437.074	167.337	-	-	736.875
Cobertura de flujos de caja	107.783	25.639	437.074	87.415	-	-	550.128
Cobertura de valor razonable	21.757	106.825	-	79.922	-	-	186.747
Derivados no designados contablemente de cobertura	45.257	502.223	140.201	-	-	-	642.424
TOTAL	175.259	1.458.597	614.738	167.337	-	-	2.240.672

Derivados Financieros	31 de diciembre de 2017						
	Valor Razonable MUS\$	Valor Ncional					
		Antes de 1 Año MUS\$	1-2 Años MUS\$	2-3 Años MUS\$	3-4 Años MUS\$	4-5 Años MUS\$	Total MUS\$
Cobertura de tipo de interés:	1.607	46.120	162.043	-	-	-	208.163
Cobertura de flujos de caja	1.607	46.120	162.043	-	-	-	208.163
Cobertura de tipo de cambio:	(4.890)	97.144	343.929	223.700	75.574	-	740.347
Cobertura de flujos de caja	11.397	46.436	259.976	223.700	75.574	-	605.686
Cobertura de valor razonable	(16.287)	50.708	83.953	-	-	-	134.661
Derivados no designados contablemente de cobertura	(4.639)	58.247	433.797	-	-	-	492.044
TOTAL	(7.922)	201.511	939.769	223.700	75.574	-	1.440.554

El monto ncional contractual de los contratos celebrados no representa el riesgo asumido por el Grupo, ya que este monto únicamente responde a la base sobre la que se realizan los cálculos de la liquidación del derivado.

22.3 Jerarquías del valor razonable

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de situación financiera, se clasifican jerárquicamente según los criterios expuestos en Nota 4.g.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	30/09/2018 MUS\$	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
		Nivel 1 MUS\$	Nivel 2 MUS\$	Nivel 3 MUS\$
Activos Financieros :				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	111.995	-	111.995	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	21.807	-	21.807	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	46.050	-	46.050	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en otros resultado integrales	725	-	725	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	2.203.991	80.613	2.123.378	-
Total	2.384.568	80.613	2.303.955	-
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	3.750	-	3.750	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	50	-	50	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	793	-	793	-
Total	4.593	-	4.593	-

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	31/12/2017 MUS\$	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
		Nivel 1 MUS\$	Nivel 2 MUS\$	Nivel 3 MUS\$
Activos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	312	53	259	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	32.602	-	32.602	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	1.091.121	64.251	1.026.870	-
Total	1.124.035	64.304	1.059.731	-
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	60	-	60	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	21.279	10	21.269	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	4.836	-	4.836	-
Préstamos que devengan interés corto plazo	954	-	954	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	114.491	-	114.491	-
Total	141.620	10	141.610	-

22.3.1 Instrumentos financieros cuya valorización a valor razonable califica con nivel 3.

El Grupo no posee activos o pasivos financieros medidos a valor razonable, que estén categorizados como de Nivel 3.

23. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES

El detalle de acreedores comerciales y otras cuentas por pagar al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corriente		No Corriente	
	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$
Acreedores comerciales				
Proveedores por compra de energía	1.167.116	679.097	196.297	263.907
Proveedores por compra de combustibles y gas	24.874	22.585	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	795.308	1.049.507	10.691	34.109
Cuentas por pagar por compra de activos	30.653	29.659	15.839	16.872
Sub total	2.017.951	1.780.848	222.827	314.888
Otras cuentas por pagar				
Dividendos por pagar a terceros	121.697	69.597	-	-
Cuentas por pagar con CAMMESA (1)	283.691	388.281	166.836	315.921
Multas y reclamaciones (2)	138.263	238.300	-	-
Obligaciones investigación y desarrollo	104.389	28.646	81.881	106.341
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	353.836	437.163	6.821	17.393
IVA Debito Fiscal	102.489	86.180	65.593	64.376
Cuentas por pagar al personal	167.879	190.947	145	14.385
PUT Option Compra Eletropaulo	-	-	-	-
Pasivo Regulatorio Filiales Brasileñas	832.269	162.584	500.933	138.854
Otras cuentas por pagar	197.657	171.373	79.769	88.180
Sub total	2.302.170	1.773.071	901.978	745.450
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	4.320.121	3.553.919	1.124.805	1.060.338

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en nota 21.4.

(1) Al 30 de septiembre de 2018, en nuestra filial Edesur, se incluyen MUS\$244.275 de cuentas por pagar por compras de energía eléctrica a CAMMESA (MUS\$320.238 al 31 de diciembre de 2017). Adicionalmente, se incluye un total de MUS\$206.252 (MUS\$383.964 al 31 de diciembre de 2017) por contratos de mutuo y cesión de créditos en garantía firmados con CAMMESA para (i) el financiamiento de necesidades operativas impostergables para el funcionamiento y de la central generadora en nuestra filial Enel Generación Costanera; (ii) el financiamiento de las necesidades de mantenimiento de los turbogeneradores en nuestra filial Dock Sud; y (iii) el financiamiento del Plan Extraordinario de Inversiones en nuestra filial Edesur.

(2) Corresponde principalmente a multas y reclamaciones por el ejercicio actual y ejercicios anteriores, que nuestra filial Edesur S.A. ha recibido del ente regulador por calidad de servicio comercial, calidad del producto técnico y seguridad vía pública. Estas multas no se han cancelado, ya que algunas están suspendidas por el Acta Acuerdo firmada en el año 2007 con el Gobierno Argentino, el valor de estas multas es actualizado en línea con las variaciones en el Valor Agregado de Distribución debido a los ajustes tarifarios. Al 30 de septiembre de 2018, se incluye MUS\$35.703 (MUS\$65.398 al 31 de diciembre de 2017) como resultado de la aplicación de la Resolución ENRE N°1/2016.

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, se expone en Anexo 3.

24. PROVISIONES

a) El desglose de las provisiones al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

Provisiones	Corriente		No corriente	
	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$
Por reclamaciones legales (*)	293.675	232.680	1.001.969	595.810
Por desmantelamiento o restauración (**)	30.681	33.498	50.941	56.780
Provisión Medio Ambiente (***)	1.343	280	712	22
Otras provisiones	4.265	3.508	1.696	7.693
Total	329.964	269.966	1.055.318	660.305

(*) Incluye monto de MUS\$356.833 en porción no corriente por la incorporación de Eletropaulo a nuestra subsidiaria Enel Brasil (Ver nota 7.2).

(**) El plan de restauración en Emgesa derivado por el Proyecto El Quimbo 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, creación de una franja de protección, programas lóticos y pesqueros y programas de monitoreo de fauna y flora.

(***) Provisiones Medio Ambiente corresponden a obligaciones derivadas de la licencia ambiental para el proyecto El Quimbo, por contratos asociados a obras ejecutadas y obras menores necesarias para la operación de central en el año 2016.

El calendario y montos que se espera desembolsar por estas provisiones son inciertos y dependen de la resolución de materias específicas relacionadas con cada una de ellas.

b) El movimiento de las provisiones por el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2018 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

Provisiones	Por Reclamaciones Legales MUS\$	Por Desmantelamiento o Restauración MUS\$	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones MUS\$	Total MUS\$
Movimientos en Provisiones				
Saldo inicial al 01/01/2018	828.490	90.278	11.503	930.271
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	195.798	713	3.316	199.827
Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios	610.686	-	1.822	612.508
Provisión Utilizada	(112.784)	(10.342)	(9.309)	(132.435)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	90.236	836	782	91.854
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(270.980)	137	(98)	(270.941)
Transferencia P&L	(45.802)	-	-	(45.802)
Total Movimientos en Provisiones	467.154	(8.656)	(3.487)	455.011
Saldo final al 30/09/2018	1.295.644	81.622	8.016	1.385.282

Provisiones	Por Reclamaciones Legales MUS\$	Por Desmantelamiento o Restauración MUS\$	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones MUS\$	Total MUS\$
Movimientos en Provisiones				
Saldo inicial al 01/01/2017	397.392	15.280	115.048	527.720
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	345.989	90.656	(104.284)	332.361
Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios	229.358	-	-	229.358
Provisión Utilizada	(214.373)	(21.393)	(1.060)	(236.826)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	166.930	6.306	2.595	175.831
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(42.372)	(483)	1.596	(41.259)
Transferencias P&L	(54.434)	(88)	(2.392)	(56.914)
Total Movimientos en Provisiones	431.098	74.998	(103.545)	402.551
Saldo final al 31/12/2017	828.490	90.278	11.503	930.271

25. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO

25.1 Aspectos generales:

Enel Américas y algunas de sus subsidiarias radicadas en Brasil, Colombia, Perú y Argentina otorgan diferentes planes de beneficios post empleo bien a todos o a una parte de sus trabajadores activos o jubilados, los cuales se determinan y registran en los estados financieros siguiendo los criterios descritos en la nota 4.1.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

a) Beneficios de prestación definida:

- **Pensión complementaria:** Otorga al beneficiario el derecho a percibir un monto mensual que complementa la pensión que obtiene de acuerdo al régimen establecido por el respectivo sistema de seguridad social.
- **Indemnizaciones por años de servicios:** El beneficiario percibe un determinado número de sueldos contractuales en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante un período mínimo de tiempo que, dependiendo de la compañía, varía en un rango desde 5 a 15 años.

b) Otros Beneficios

Quinquenios: Es un beneficio que tienen ciertos empleados cada 5 años y se devenga a partir del segundo año.

Cesantías: Es una prestación social que se paga independientemente de que el empleado sea despedido o se retire. Este beneficio es de devengo diario y se liquida en el momento de terminación del contrato (aunque la ley permite hacer retiros parciales para vivienda y estudio).

Premios por antigüedad: Existe un convenio de otorgar a los trabajadores ("sujetos al convenio colectivo") una gratificación extraordinaria por tiempo de servicios, en la oportunidad que el trabajador cumpla con acumular un período equivalente a cinco años de labor efectiva.

Dicho beneficio se otorga de acuerdo a la siguiente escala:

Por cumplir 5, 10 y 15 años	–	1 remuneración básica mensual
Por cumplir 20 años	–	1 ½ remuneración básica mensual
Por cumplir 25, 30, 35 y 40 años	–	2 ½ remuneración básica mensual

Plan de Salud Emgesa: Consiste en la contratación de un operador para la prestación del servicio médico y odontológico a familiares (grupo familiar básico) de pensionados de Emgesa. Este beneficio cubre a los beneficiarios de pensionados y en caso de fallecimiento del titular, el beneficio se mantiene 6 meses más sobre los beneficiarios del pensionado, período en el cual finaliza el beneficio.

c) Beneficios de aportación definida:

La compañía realiza aportaciones definidas con el propósito de que el beneficiario reciba complementos adicionales por pensión de jubilación, invalidez o fallecimiento.

25.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

- a) Al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas y el plan de activos relacionado se resume como sigue:

Cuentas contables:

	Saldo al	
	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$
Obligaciones post empleo corriente	65	-
Obligaciones post empleo no corriente	1.217.972	388.931
Total Pasivo	1.218.037	388.931
Total Obligaciones Post Empleo, neto	1.218.037	388.931

Conciliación con cuentas contables:

	Saldo al	
	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$
Obligaciones post empleo	4.070.340	1.063.551
(-) Plan de activos (*)	(2.918.299)	(751.669)
Total	1.152.041	311.882
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	42.264	47.918
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	23.732	29.131
Total Obligaciones Post Empleo, neto	1.218.037	388.931

(*) Los activos afectos se corresponden únicamente con los compromisos de prestación definida otorgados por nuestras subsidiarias radicadas en Brasil (Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Eletropaulo y Enel Distribución Goias).

(**) En Enel Distribución Ceará S.A., ciertos planes de pensiones, presentan un superávit actuarial por un monto de MUS\$42.264 al 30 de septiembre de 2018 (MUS\$47.918 al 31 de diciembre de 2017), este superávit actuarial no fue reconocido como un activo, de acuerdo con la CINIIF 14 – *El Límite de un Activo por Beneficios Definidos, Obligación de Mantener un Nivel mínimo de Financiación y su Interacción* ("CINIIF 14"), ya que de acuerdo a las reglas de la Seguridad Social complementaria (SPC) - Resolución CGPC 26/2008, el superávit sólo puede ser utilizado por el patrocinador si la reserva para contingencia, en el balance de la Fundación, es reconocida por su porcentaje máximo (25% de las reservas), para garantizar la estabilidad financiera del plan en función de la volatilidad de estas obligaciones. Superando este límite, el excedente podrá ser utilizado por el patrocinador para reducir las aportaciones futuras o ser reembolsado al patrocinador.

(***) En Enel Distribución Río S.A., y de acuerdo a lo establecido por la CINIIF 14 – *El Límite de un Activo por Beneficios Definidos, la Obligación de Mantener un Nivel mínimo de Financiación y su Interacción*, se ha registrado un monto de MUS\$23.732 al 30 de septiembre de 2018 (MUS\$29.131 al 31 de diciembre de 2017) correspondiente a los contratos de deudas actuariales que la empresa firmó con Brasiletros (Institución de fondos de pensiones exclusivos para empleados y personal jubilado de Enel Distribución Río S.A.), en vista de equiparar los déficit de ciertos planes de pensiones, ya que el patrocinador asume las responsabilidades de estos planes, de acuerdo con la legislación vigente.

- b) Los gastos registrados en el estado de resultados integrales consolidados por los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, son los siguientes:

Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	Saldo al	
	30/09/2018 MUS\$	30/09/2017 MUS\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	3.807	2.692
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	172.511	77.060
Ingresos por intereses activos del plan	(122.092)	(52.550)
Costos de Servicios Pasados	10	-
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	-	3.248
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	54.236	30.450
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	-	-
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	54.236	30.450

c) La presentación del pasivo actuarial neto al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es la siguiente:

Pasivo Actuarial Neto	MUS\$
Saldo inicial al 01/01/2017	341.353
Costo Neto por Intereses	37.308
Costos de los Servicios en el Período	4.074
Beneficios Pagados en el Período	(18.275)
Aportaciones del Período	(63.862)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	43.327
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	(3.511)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(52.650)
Cambios del Límite de Activo	11.317
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	6.458
Costo de Servicio pasado Obligación de Planes de Beneficios Definidos	5.923
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	88.003
Traspaso del personal	(21)
Diferencia de conversión	(10.513)
Saldo final al 31/12/2017	388.931
Costo Neto por Intereses	50.419
Costos de los Servicios en el Período	3.807
Beneficios Pagados en el Período	(11.777)
Aportaciones del Período	(76.552)
Cambios del Límite de Activo	3.327
Costo de Servicio pasado Obligación de Planes de Beneficios Definidos	10
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	987.687
Traspaso del personal	(377)
Diferencias de conversión	(127.438)
Saldo final al 30/09/2018	1.218.037

d) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas por el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2018 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	MUS\$
Saldo inicial al 01/01/2017	859.452
Costo del servicio corriente	4.074
Costo por intereses	112.196
Aportaciones Efectuadas por los participantes	687
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones	43.327
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia (*)	(3.511)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(23.743)
Contribuciones pagadas	(116.645)
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	5.923
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	181.812
Traspaso del personal	(21)
Saldo final al 31/12/2017	1.063.551
Costo del servicio corriente	3.807
Costo por intereses	172.511
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(446.550)
Contribuciones pagadas	(11.777)
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	10
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	3.289.165
Traspaso del personal	(377)
Saldo final al 30/09/2018	4.070.340

Al 30 de septiembre de 2018, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 0,29% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (0,27% a 31 de diciembre de 2017), en un 83,99% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (84,78% a 31 de diciembre de 2017), en un 13,67% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (11,99% a 31 de diciembre 2017), en un 1,56% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (2,53% a 31 de diciembre de 2017) y el 0,47% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (0,43% al 31 de diciembre de 2017).

Los cambios en el valor razonable de los activos afectos a los planes es el siguiente:

Valor razonable del plan de activos	MUS\$
Saldo inicial al 01/01/2017	(574.815)
Ingresos por intereses	(79.193)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(52.650)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	14.977
Aportaciones del empleador	(63.862)
Aportaciones pagadas	(687)
Contribuciones pagadas	98.370
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(93.809)
Saldo final al 31/12/2017	(751.669)
Ingresos por intereses	(122.092)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	333.492
Aportaciones del empleador	(28.543)
Aportaciones pagadas	(48.009)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(2.301.478)
Saldo final al 30/09/2018	(2.918.299)

e) Las principales categorías de los activos afectos a los planes es el siguiente:

Categoría de los Activos del Plan	30/09/2018		31/12/2017	
	MUS\$	%	MUS\$	%
Acciones (renta variable)	242.021	8,29%	64.686	8,61%
Activos de renta fija	2.416.261	82,80%	581.306	77,34%
Inversiones inmobiliarias	146.912	5,03%	76.748	10,21%
Otros	113.105	3,88%	28.929	3,85%
Total	2.918.299	100%	751.669	100%

Los planes de beneficios de retiro y fondos de pensiones mantenidos por nuestras subsidiarias brasileñas, Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará, Enel Distribución Goiás y Eletropaulo, mantienen inversiones determinadas por resolución del Consejo Monetario Nacional, clasificadas en activos de renta fija, acciones e inversiones inmobiliarias. Las inversiones en renta fija son predominantemente invertidas en Bonos federales. Respecto a las inversiones en acciones, Faelce (una institución proveedora de fondos de pensiones exclusivamente para empleados y personal jubilado de Enel Distribución Ceará) mantiene acciones comunes de Enel Distribución Ceará, Brasiletros (una institución similar para los empleados de Enel Distribución Río), Eletra (Una institución proveedora de fondos de pensiones exclusivamente para empleados y personal jubilado de Enel Distribución Goiás) y Funcesp (Entidad de previsión privada responsable de la administración de los planes de beneficios patrocinados por la Compañía.) mantienen acciones en fondos de inversiones con un portafolio transado en Bovespa (Bolsa de comercio de São Paulo). Finalmente, con respecto a las inversiones inmobiliarias, las fundaciones Faelce y Brasiletros, tienen propiedades que actualmente son arrendadas por Enel Distribución Río y Enel Distribución Ceará, mientras que en Eletra las inversiones inmobiliarias son exclusivamente para el uso propio de la fundación.

A continuación, se presenta los activos afectos a los planes, invertidos en arriendos e inmuebles propios del Grupo.

	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$
Inmuebles	31.760	34.487
Total	31.760	34.487

f) Conciliación Techo del activo:

Conciliación Techo del Activo	MUS\$
Saldo inicial al 01/01/2017	33.419
Intereses de Activo no reconocidos	4.305
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	11.317
Diferencias de Conversión	(1.123)
Saldo final al 31/12/2017	47.918
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	3.327
Diferencias de Conversión	(8.981)
Saldo final al 30/09/2018	42.264

25.3 Otras revelaciones:

- Hipótesis actuariales:**

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes, al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Perú	
	30/09/2018	31/12/2017	30/09/2018	31/12/2017	30/09/2018	31/12/2017	30/09/2018	31/12/2017	30/09/2018	31/12/2017
Tasas de descuento utilizadas	5,00%	5,00%	8,68% - 9,93%	8,68% - 9,93%	6,82%	6,82%	5,00%	5,00%	6,00%	6,00%
Tasa esperada de incrementos salariales	4,00%	4,00%	7,38% - 9,69%	7,38% - 9,69%	4,50%	4,50%	0,00%	0,00%	3,00%	3,00%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 RV-M-2014	AT 2000	AT 2000	RV 2008	RV 2008	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 RV-M-2014
Tasa de rotación esperada	4,53%	4,53%	5,30%	5,30%	0,38%	0,38%	1,51%	1,51%	4,14%	4,14%

- Sensibilización:**

Al 30 de septiembre de 2018 la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios post empleo ante variaciones de 100 puntos básicos en la tasa de descuento supone una disminución de MUS\$88.316 (MUS\$88.483 al 31 de diciembre 2017) en caso de un alza en la tasa y un aumento de MUS\$74.124 (MUS\$105.349 al 31 de diciembre 2017) en caso de una baja de la tasa.

- Aportación definida:**

Las aportaciones realizadas a los planes de aportación definida, se registran directamente en el rubro “gastos de personal” en el estado de resultados consolidados. Los montos registrados por este concepto al 30 de septiembre 2018 y 31 de diciembre de 2017 fueron de MUS\$7.862 y MUS\$10.007, respectivamente.

- Desembolso futuro:**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida para el ejercicio 2018 ascienden a MUS\$81.735.

- Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las obligaciones del Grupo Enel Américas corresponde a 9,48 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 años es como sigue:

Años	MUS\$
1	81.735
2	81.834
3	81.222
4	81.324
5	80.822
6 a 10	400.138

26. PATRIMONIO

26.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

26.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

El capital de Enel Américas al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017 asciende a US\$6.763.204.424 representado por 57.452.641.516 acciones autorizadas, suscritas y pagadas. Todas las acciones emitidas por Enel Américas están suscritas y pagadas y admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile, Bolsa de Valores de Valparaíso, y Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE).

Durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2017 y 2016, el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo, que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

Acciones propias en cartera

Las acciones propias en cartera al 01 de enero de 2017 ascienden a US\$139.630.480 representadas por 872.333.871 acciones, que fueron compradas como resultado del proceso de fusión de acuerdo con el siguiente detalle:

- 129.829.692 acciones por un monto total de US\$21.517.199 correspondientes a los accionistas minoritarios de Enel Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas que disintieron con respecto a la fusión y ejercieron su derecho a retiro.
- 742.504.179 acciones por un monto total de US\$118.113.281 correspondientes a las acciones de Endesa Américas compradas en la Oferta Pública de Acciones.

El 27 de abril de 2017, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enel Américas aprobó la cancelación de las acciones propias en cartera adquiridas como resultado del proceso de fusión y la consecuente disminución del capital social por el mismo monto.

Cambios en el Capital Emitido como consecuencia de la Reorganización Societaria:

Proceso de División:

En Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis (actual Enel Américas) celebrada el 18 de diciembre de 2015, los accionistas aprobaron la división de Enersis en dos sociedades, surgiendo de esta División la nueva sociedad anónima abierta Enersis Chile S.A., regida por el Título XII del D.L. 3500, a la que se le asignaron las participaciones societarias y activos y pasivos asociados de Enersis en Chile, incluyendo las participaciones accionarias en cada una, Chilectra y Endesa Chile, ya divididas, e incorporándose en ella la totalidad de los accionistas de Enersis en la misma proporción que les corresponde en el capital de Enel Américas por un número de acciones igual al que tenían en la sociedad dividida (relación 1 a 1); permaneciendo en la sociedad dividida Enel Américas las participaciones societarias de Enersis fuera de Chile, incluyendo sus participaciones accionarias en las sociedades resultantes de las divisiones de Chilectra y Endesa Chile, y los pasivos vinculados a ellas, al igual que todos los demás activos y pasivos no asignados expresamente a Enersis Chile en la División.

Como parte del acuerdo de División, se acordó asimismo (i) la disminución del capital de Enersis (actual Enel Américas) producto de la División desde la suma de US\$10.680.663.292, dividido en 49.092.772.762 acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal, a la nueva suma de US\$7.649.477.307, dividido en 49.092.772.762 acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal; (ii) establecer el capital de Enersis Chile en la suma de US\$3.211.185.985, correspondiente al monto que en que se disminuyó el capital de Enersis, dividido en 49.092.772.762 acciones ordinarias, nominativas, todas de una misma serie y sin valor nominal; y (iii) la distribución del patrimonio social entre Enersis y Enersis Chile, asignándose a Enersis Chile los activos y delegándose los pasivos según lo señalado en la referida junta.

Con fecha 1 de marzo de 2016, habiéndose cumplido las condiciones suspensivas, se materializó la división de Enersis y desde esa fecha ha comenzado a existir la compañía Enersis Chile S.A., verificándose además la correspondiente disminución de capital y demás reformas estatutarias de la hasta entonces Enersis S.A., que pasó a denominarse Enersis Américas S.A.

El 4 de octubre de 2016, las juntas extraordinarias de accionistas de Enersis Chile, Endesa Chile y Chilectra aprobaron el cambio de razón social de estas sociedades por Enel Chile S.A., Enel Generación Chile S.A. y Enel Distribución Chile S.A., respectivamente. El cambio de nombre se concretó finalmente el 18 de octubre de 2016, a través de la modificación de los estatutos de cada sociedad.

Proceso de Fusión:

En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 28 de septiembre de 2016, los respectivos accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, votaron y aprobaron con más de dos tercios de las acciones con derecho a voto de cada una de las entidades, la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas con y en Enersis Américas, siendo Enersis Américas la sociedad continuadora, bajo el nuevo nombre de “Enel Américas”. En esta fusión, Enersis Américas absorbió por incorporación a Endesa Américas y Chilectra Américas, cada una de las cuales fueron disueltas sin necesidad de liquidación, sucediéndolas Enersis Américas en todos sus derechos y obligaciones.

Con fecha 14 de septiembre de 2016, Enersis Américas comenzó una Oferta Pública de Adquisición de Acciones (“OPA”) sobre la totalidad de las acciones emitidas por Endesa Américas y una “Tender Offer” sobre la totalidad de los American Depository Shares (“ADSs”) y sobre las acciones cuyos titulares residen en los Estados Unidos de América, emitidos por dicha sociedad, por un precio de Ch\$300 por acción (o en el caso de los ADS el equivalente en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica de Ch\$9.000 por ADS).

La OPA era contingente a (i) la aprobación de la fusión por los accionistas en la junta extraordinaria de accionistas celebradas en conformidad con la Ley de Sociedades Anónimas (la cual fue obtenida el 28 de septiembre de 2016); (ii) menos del 10% de las acciones de Enersis Américas, 10% de las acciones de Endesa Américas y un 0,91% de las acciones de Chilectra Américas ejerzan el derecho a retiro en relación con la fusión, siempre que ningún accionista posea más del 65% de Enersis Américas después del ejercicio del derecho a retiro, y (iii) la ausencia de cualquier evento significativo adverso en Endesa Américas y sus subsidiarias. No habiéndose cumplido ninguna de las causales suspensivas anteriormente mencionadas, la OPA finalizó satisfactoriamente el 28 de octubre de 2016. La OPA resultó en la compra de 265.180.064 acciones de Endesa Américas por un monto total de MUS\$118.113.

En resumen, Enersis Américas incrementó su participación accionaria en Endesa Américas en un 3,23%, llegando a controlar directamente un 63,21% de las acciones de la sociedad.

Con fecha 15 de noviembre de 2016, y en virtud de lo resuelto por la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis Américas de fecha 28 de septiembre de 2016, Enersis Américas suscribió conjuntamente con sus subsidiarias Endesa Américas S.A. (“Endesa Américas”) y Chilectra Américas (“Chilectra Américas”), la Escritura declarativa de Cumplimiento de Condiciones de Fusión, que da cuenta de la verificación de las condiciones suspensivas a que se encontraba sujeta la Fusión, permitiendo hacer efectiva la Fusión a partir del primer día del mes calendario siguiente a aquel mes en que se otorgare la Escritura declarativa de Cumplimiento de Condiciones de Fusión.

Con fecha 1 de diciembre de 2016, se materializó la Fusión, incorporándose en Enersis Américas la totalidad del patrimonio de Endesa Américas y de Chilectra Américas, sucediendo la primera en todos sus derechos y obligaciones a las segundas, las que se disolvieron de pleno derecho sin necesidad de liquidación. En esa misma fecha, Enersis Américas cambió su actual razón social, a la de Enel Américas S.A.

Como consecuencia de la aprobación y materialización de la fusión, los accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, tuvieron las siguientes opciones:

- Los accionistas de Endesa Américas que participaron en la fusión recibieron 2,8 acciones de Enersis Américas por cada una de las acciones de Endesa Américas que ellos poseían, y 1.68 ADS de Enersis Américas por cada uno de los ADS de Endesa Américas que ellos poseían, dado que Endesa Américas dejó de existir como una entidad individual una vez materializada la fusión;
- Los accionistas de Chilectra Américas que participaron en la fusión recibieron 4,0 acciones de Enersis Américas por cada una de las acciones de Chilectra Américas que ellos poseían dado que Chilectra Américas también dejó de existir como una entidad individual una vez materializada la fusión;
- Los accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas que disintieron con respecto a la fusión y ejercieron su derecho a retiro establecido en las leyes Chilenas recibieron un pago en efectivo equivalente al promedio ponderado de los precios de cierre de las acciones de Enersis Américas o acciones de Endesa Américas, como fuera el caso, que fueron informados en las Bolsas de Valores en Chile durante el período de 60 días transados precedente al período de 30 días transados previo a la fecha en el cual la fusión fue aprobada o el valor en libros de las acciones de Chilectra Américas, como fuere aplicable; y
- Los accionistas de Endesa Américas pudieron ofrecer sus acciones de Endesa Américas y ADS en la OPA.

Los movimientos en el número de acciones de Enel Américas como consecuencia de la fusión se resumen en la siguiente tabla:

Número de acciones en circulación de Enel Américas previo a la fusión		49.092.772.762	
	Número de Acciones	Razón de intercambio de acciones	Número de Acciones
<u>Emisión de nuevas acciones (1):</u>			
Canje de acciones con accionistas minoritarios de Endesa Américas	3.282.265.786	2,8	9.190.344.201
Canje de acciones con accionistas minoritarios de Chilectra Américas	10.464.606	4	41.858.424
Total emisión nuevas acciones	3.292.730.392		9.232.202.625
<u>Recompra de acciones (2):</u>			
Ejercicio derecho a retiro accionistas minoritarios de Enersis Américas	(119.185.929)		(119.185.929)
Ejercicio derecho a retiro accionistas minoritarios de Endesa Américas	(3.706.909)	2,8	(10.379.345)
Ejercicio derecho a retiro accionistas minoritarios de Chilectra Américas	(65.035)	4	(260.140)
Acciones remanentes por canje de acciones			(4.278)
Total recompra de acciones	(122.957.873)		(129.829.692)
<u>Oferta Pública de Acciones Endesa Américas (3):</u>			
Acciones compradas	(265.180.064)	2,8	(742.504.179)
Total OPA Endesa Américas	(265.180.064)		(742.504.179)
Número de acciones en circulación Enel Américas posterior a la fusión		57.452.641.516	
Número total de acciones capital emitido		58.324.975.387	
Número total de acciones propias en cartera		(872.333.871)	
Número acciones en circulación Enel Américas posterior a la fusión		57.452.641.516	

- (1) Con fecha 29 de diciembre de 2016, se realizó la inscripción en el Registro de Valores de 9.232.202.625 nuevas acciones de Enel Américas, emitidas con ocasión de la fusión. El monto total por la emisión de estas nuevas acciones fue de MUS\$1.553.687.
- (2) El monto total pagado por la recompra de acciones fue de MUS\$21.517.
- (3) El monto total de acciones de Endesa Américas compradas en la OPA fue de MUS\$118.113.

Enel Américas continuará transando sus acciones públicamente en las Bolsas de Valores en Chile y sus ADS en la Bolsa de Valores de Nueva York ("NYSE"). En la fusión, las acciones y ADS de Endesa Américas y las acciones de Chilectra Américas fueron convertidas en acciones y ADS de Enersis Américas, como fuere aplicable, y Endesa Américas y Chilectra Américas dejaron de transar en las Bolsas de Valores en Chile y Endesa Américas dejó de transar en la Bolsa de Valores de Nueva York.

Posteriormente a la fusión, Enel SpA continúa siendo la última matriz controladora, a través de su participación mayoritaria en las acciones de Enel Américas y los anteriores accionistas minoritarios de Endesa Américas y Chilectra Américas, en conjunto con los actuales accionistas minoritarios de Enel Américas, poseerán sus correspondientes participaciones no controladoras en Enel Américas.

26.1.2 Dividendos

Con fecha 25 de noviembre de 2014, el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 30 de enero de 2015 un dividendo provisorio N° 90 de US\$0,00133 por acción con cargo a los resultados estatutarios del ejercicio 2014, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre 2014, de conformidad con la política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 28 de abril de 2015, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el Dividendo Provisorio N°90, de US\$0,00133 por acción), y un dividendo adicional, que sumados ascienden a un total de US\$490.317.886, que equivale a US\$0,00998751 por acción.

Atendido que el mencionado Dividendo Provisorio N°90 ya fue pagado, se procedió a distribuir y pagar el remanente del Dividendo Definitivo N°91 ascendente a US\$424.712.960, que equivale a US\$0,00886 por acción.

Con fecha 24 de noviembre de 2015, el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 29 de enero de 2016 un dividendo provisorio N° 92 de US\$0,00910543 por acción con cargo a los resultados estatutarios del ejercicio 2015, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre 2015, de conformidad con la política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 28 de abril de 2016, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (al que se descuenta el dividendo provisorio proforma pagado en enero de 2016) y un dividendo adicional, que asciende a un total de US\$295.657.660, que equivale a US\$0,006019495 por acción.

Atendido que el mencionado Dividendo Provisorio N°92 ya fue pagado, se procedió a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°93 ascendente a US\$241.946.275 que equivale a US\$0,004928341 por acción.

Con fecha 24 de noviembre de 2016, el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros asistente, el pago de un Dividendo Provisorio N° 94 de US\$0,001392 por acción por un monto total de US\$80.300.566, con cargo al resultado del ejercicio 2016, a pagarse a contar del 27 de enero de 2017. El monto del dividendo corresponde al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre de 2016, de acuerdo con la política vigente de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Américas S.A. celebrada el 27 de abril de 2017, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (al que se descuenta el dividendo provisorio pagado en enero de 2017) y un dividendo adicional, que ascienden a un total de US\$288.326.860, que equivale a US\$0,00501 por acción. Atendido que el mencionado dividendo provisorio ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°95 ascendente a US\$206.452.874, que equivale a US\$0,00359 por acción.

Con fecha 29 de noviembre de 2017, el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros presentes, el pago de un Dividendo Provisional N°96 de US\$0,00100 con cargo al resultado del ejercicio 2017, a pagarse a contar del 26 de enero de 2018. Dicho monto corresponde al 15% de las utilidades líquidas de Enel Américas al 30 de septiembre de 2017, de acuerdo con la política vigente de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Américas S.A. celebrada el 26 de abril de 2018, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (al que se descuenta el dividendo provisorio pagado en enero de 2018) y un dividendo adicional, que ascienden a un total de US\$354.521.675, que equivale a US\$0,00617 por acción. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N° 96 ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°97 ascendente a US\$296.939.208, que equivale a US\$0,00517 por acción.

El detalle de los dividendos pagados, en los últimos tres años, se resume como sigue:

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Pago	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio
90	Provisorio	30/01/2015	0,00999	2014
91	Definitivo	25/05/2015	0,00886	2014
92	Provisorio	29/01/2016	0,00911	2015
93	Definitivo	24/05/2016	0,00493	2015
94	Provisorio	27/01/2017	0,00139	2016
95	Definitivo	26/05/2017	0,00359	2016
96	Provisorio	26/01/2018	0,00100	2017
97	Definitivo	25/05/2018	0,00517	2017

26.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión de la controladora, del estado de cambios en patrimonio consolidado por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas	Saldo al	
	30/09/2018 MUS\$	30/09/2017 MUS\$
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(128.505)	(122.648)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	(80.073)	156.695
Enel Distribución Perú S.A.	51.632	57.327
Dock Sud, S.A.	(75.928)	(21.431)
Enel Brasil S.A.	(1.217.909)	(363.313)
Enel Generación Costanera S.A.	(9.382)	(5.425)
Emgesa S.A. E.S.P.	19.607	27.427
Enel Generación El Chocón S.A.	(147.826)	(112.409)
Enel Perú S.A.	5.772	112.362
Enel Generación Perú S.A.	10.243	12.079
Otros	(33.060)	(15.735)
TOTAL	(1.605.429)	(275.071)

26.3 Gestión del capital

El objetivo de Enel Américas S.A. en materia de gestión de capital 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.

26.4 Restricciones a la disposición de fondos de las subsidiarias (Nota de Patrimonio)

La compañía tiene algunas subsidiarias que deben cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio o contienen otras características que restringen la transferencia de activos a la matriz. Al 30 de septiembre de 2018, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de sus subsidiarias Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará, Enel Distribución Perú, Enel Generación Piura y Enel Generación Perú asciende a MUS\$ 1.209.928, MUS\$ 67.245, MUS\$ 307.042, MUS\$ 103.231 y MUS\$ 2.628, respectivamente.

26.5 Otras Reservas

La naturaleza y el movimiento de las Otras reservas por los períodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, fueron los siguientes:

	Saldo al 01/01/2018 MUS\$	Movimiento 2018 MUS\$	Saldo al 30/09/2018 MUS\$
Diferencias de cambio por conversión (a)	(453.995)	(1.151.434)	(1.605.429)
Coberturas de flujo de caja (b)	(3.472)	4.044	572
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(175)	(190)	(365)
Otras reservas varias (c)	(3.408.922)	116.208	(3.292.714)
TOTAL	(3.866.564)	(1.031.372)	(4.897.936)

	Saldo al 01/01/2017 MUS\$	Movimiento 2017 MUS\$	Saldo al 30/09/2017 MUS\$
Diferencias de cambio por conversión (a)	(388.941)	113.870	(275.071)
Coberturas de flujo de caja (b)	(11.423)	7.553	(3.870)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	227	(364)	(137)
Otras reservas varias (c)	(3.364.559)	6.831	(3.357.728)
TOTAL	(3.764.696)	127.890	(3.636.806)

- a) **Reservas por diferencias de cambio por conversión:** Proviene fundamentalmente a las diferencias de cambio que se originan en:
- La conversión de nuestras subsidiarias que tienen moneda funcional distinta al dólar estadounidense (Nota 2.7.3) y
 - La valorización de las plusvalías compradas surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al dólar estadounidense (Nota 4.b.).
- b) **Reservas de cobertura flujo de efectivo:** Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (Nota 4.f.5).
- c) **Otras reservas varias.**

A continuación, se detallan los principales conceptos y efectos asociados:

Otras Reservas Varias	30/09/2018 MUS\$	30/09/2017 MUS\$
Reserva por aumento de capital año 2013 (1)	(1.345.368)	(1.345.368)
Reserva por reestructuración societaria ("División") (2)	716.712	716.712
Reserva operaciones subsidiarias (3)	(450.922)	(439.290)
Reserva transición a IFRS (4)	(1.490.605)	(1.490.605)
Reserva por fusión Enel Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas (5)	(730.748)	(730.748)
Reserva por OPA Endesa Américas y Derecho a Retiro (6)	(57.101)	(57.101)
Otras reservas varias (7)	65.318	(11.328)
Total	(3.292.714)	(3.357.728)

- 1) Reserva originada como consecuencia del aumento de Capital que Enersis Américas perfeccionó durante el primer trimestre de 2013.
- 2) Reserva por la reestructuración societaria ("división de Sociedades") materializada con fecha 1 de marzo de 2016. Representa el efecto generado por la reorganización de Enersis Américas y separación del negocio de Chile en Enel Chile S.A. (Ver Nota 6.1).
- 3) Reservas provenientes de operaciones en nuestras subsidiarias. Representan el efecto generado por compras de participaciones de subsidiarias bajo control común.

- 4) Reserva de transición a las NIIF: En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulada desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.
- 5) Reserva por la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas en y con Enel Américas, materializada el 1 de diciembre de 2016. Representa el reconocimiento de la diferencia entre el aumento de capital en Enel Américas, y el importe en libros de las participaciones no controladoras que pasaron a formar parte del capital social en el patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enel Américas, como consecuencia de la fusión. La diferencia entre el valor de mercado de la contraprestación recibida o pagada y el monto por el cual se ajustó la participación no controladora fue reconocida en el patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enel Américas.
- 6) Reserva OPA y derecho a retiro: Representa la diferencia entre el valor contable de las participaciones no controladoras adquiridas como parte de la OPA y el monto pagado por ellas, resultó en un cargo de MUS\$56.578. Además, se incluye el efecto por MUS\$523 relacionado con la diferencia entre el valor pagado y el valor libros de las acciones de aquellos accionistas que ejercieron su derecho a retiro.
- 7) Otras reservas varias provenientes de operaciones realizadas en períodos anteriores.

26.6 Participaciones no controladoras.

El detalle de las principales participaciones no controladoras por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Compañías	Participaciones No Controladoras				
	30/09/2018 %	Patrimonio		Resultado	
		30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2017 MUS\$
Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	0,36%	2.296	3.746	58	(286)
Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	26,00%	189.362	218.722	17.454	27.015
Eletropaulo	4,12%	31.530	-	(270)	-
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	51,52%	458.617	457.800	80.464	81.559
Emgesa S.A. E.S.P.	51,53%	696.140	667.440	141.243	119.533
Enel Distribucion Perú S.A.A.	24,32%	102.635	98.590	12.414	18.061
Enel Generacion Perú S.A.A.	16,40%	142.065	156.731	16.893	14.096
Chinango S.A.C.	20,00%	21.923	22.163	4.936	2.805
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,87%	130.402	2.356	21.633	(26.025)
Enel Generacion Costanera S.A.	24,32%	13.153	10.187	(1.013)	(742)
Enel Generacion El Chocón S.A.	32,33%	93.834	72.893	31.917	21.072
Inversora Dock Sud S.A.	42,86%	48.856	38.147	9.659	7.125
Central Dock Sud S.A.	29,76%	49.597	37.432	9.566	7.047
Enel Generacion Piura S.A.	3,50%	4.882	4.529	446	429
Enel Distribución Goiás (ex Celg)	0,12%	747	743	35	7
Otros		6.572	6.557	471	1.498
TOTAL		1.992.611	1.798.036	345.906	273.194

27. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS

El detalle de los ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	Saldo al	
	30/09/2018 MUS\$	30/09/2017 MUS\$
Ventas de energía (1)	7.575.360	6.238.155
Generación	1.557.165	1.365.301
Clientes Regulados	420.880	359.924
Clientes no Regulados	815.885	733.621
Ventas de Mercado Spot	317.585	257.763
Otros Clientes	2.815	13.993
Distribución	6.018.195	4.872.854
Residenciales	2.892.910	2.151.400
Comerciales	1.479.438	1.246.906
Industriales	566.923	517.577
Otros Consumidores	1.078.924	956.971
Otras ventas	35.220	32.181
Ventas de gas	25.933	25.134
Ventas de otros combustibles	5.844	-
Ventas de productos y servicios	3.443	7.047
Otras prestaciones de servicios	1.009.057	623.857
Peajes y transmisión	821.747	443.778
Arriendo equipos de medida	100	95
Alumbrado público	3.047	3.264
Verificaciones y enganches	6.313	10.663
Servicios de ingeniería y consultoría	485	305
Arrendamiento de Infraestructura de Alumbrado Publico	98.689	75.571
Otras prestaciones	78.676	90.181
Total Ingresos de actividades ordinarias	8.619.637	6.894.193

Otros Ingresos	Saldo al	
	30/09/2018 MUS\$	30/09/2017 MUS\$
Ingresos por contratos de construcción	560.252	550.794
Otros Ingresos	162.936	119.504
Total Otros Ingresos	723.188	670.298

- (1) En Argentina, con fecha 1 de febrero de 2017 el ENRE emitió resolución N° 64/2017, referente a Revisión Tarifaria Integral (RTI), que actualiza la tarifa de forma retroactiva a partir de enero de 2017, los efectos reconocidos por esta resolución en el período terminado al 30 de septiembre de 2018 fueron por un importe de MUS\$734.574 (MUS\$363.395 al 30 de septiembre de 2017).

28. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS

El detalle de las materias primas y consumibles utilizados por los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al	
	30/09/2018 MUS\$	30/09/2017 MUS\$
Compras de energía	(4.126.064)	(2.824.898)
Consumo de combustible	(160.471)	(178.153)
Gastos de transporte	(763.656)	(435.313)
Costos por contratos de construcción	(560.252)	(550.794)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(206.025)	(233.179)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(5.816.468)	(4.222.337)

29. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

El detalle de los gastos por beneficios a los empleados por los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al	
	30/09/2018 MUS\$	30/09/2017 MUS\$
Sueldos y salarios	(330.236)	(367.295)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(11.698)	(9.745)
Seguridad social y otras cargas sociales	(173.844)	(187.569)
Otros gastos de personal	(43.670)	(63.427)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(559.448)	(628.036)

30. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO

El detalle de los gastos por depreciación, amortización y pérdida por deterioro por los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

	Saldo al	
	30/09/2018 MUS\$	30/09/2017 MUS\$
Depreciación	(339.370)	(304.666)
Amortización	(230.811)	(176.303)
Subtotal	(570.181)	(480.969)
Reverso (pérdidas) por deterioro	(95.159)	(116.894)
Total	(665.340)	(597.863)

(*) Información por Segmento por Reversión y (Pérdidas) por Deterioro	Generación		Distribución		Otros		Saldo al	
	30/09/2018 MUS\$	30/09/2017 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2017 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2017 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2017 MUS\$
Activos financieros (ver nota 7)	3.373	(2.070)	(98.354)	(104.818)	-	-	(94.981)	(106.888)
Otros activos financieros	(170)	(6)	(8)	227	-	-	(178)	221
Propiedad, planta y equipo (ver nota 18)	-	(10.227)	-	-	-	-	-	(10.227)
Total	3.203	(12.303)	(98.362)	(104.591)	-	-	(95.159)	(116.894)

31. OTROS GASTOS POR NATURALEZA

El detalle de los otros gastos por naturaleza por los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Saldo al	
	30/09/2018 MUS\$	30/09/2017 MUS\$
Otros suministros y servicios	(213.962)	(201.357)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(142.534)	(92.379)
Reparaciones y conservación	(139.195)	(184.891)
Indemnizaciones y multas	(8.528)	(3.025)
Tributos y tasas	(14.986)	(29.403)
Primas de seguros	(26.828)	(28.955)
Arrendamientos y cánones	(19.196)	(19.211)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(5.960)	(3.085)
Otros aprovisionamientos	(123.821)	(110.574)
Gastos de viajes	(13.903)	(18.174)
Gastos de medioambiente	(1.683)	(1.016)
Total	(710.596)	(692.070)

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos por los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017 fue de MUS\$922 y MUS\$948, respectivamente.

32. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS)

El detalle de las otras ganancias (pérdidas) por los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	Saldo al	
	30/09/2018 MUS\$	30/09/2017 MUS\$
Disposiciones y bajas inmovilizado material	460	1.107
Otros	70	158
Total Otras ganancias (pérdidas)	530	1.265

33. RESULTADO FINANCIERO

El detalle de los ingresos y costos financieros por los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Ingresos financieros	Saldo al	
	30/09/2018 MUS\$	30/09/2017 MUS\$
Efectivo y otros medios equivalentes	74.575	90.774
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil) (2)	32	59
Ingresos financieros por concesiones IFRIC 12 (Brasil) (1)	64.571	22.263
Intereses Cobrados a Clientes en Cuentas de Energía y Facturaciones	32.905	21.172
Otros ingresos financieros	53.971	39.513
Total Ingresos Financieros	226.054	173.781

Costos financieros	Saldo al	
	30/09/2018 MUS\$	30/09/2017 MUS\$
Costos Financieros	(724.524)	(661.116)
Préstamos bancarios	(134.109)	(69.159)
Obligaciones con el público	(232.137)	(169.316)
Arrendamientos financieros (leasing)	(5.752)	(4.462)
Valoración derivados financieros	(14.397)	(9.546)
Actualización financiera de provisiones (3)	(91.854)	(139.298)
Gastos financieros activados	4.444	5.838
Obligación por beneficios post empleo (2)	(53.778)	(27.815)
Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados	(12.665)	-
Otros costos financieros (4)	(184.276)	(247.358)
Resultado por unidades de reajuste (**)	122.460	-
Diferencias de cambio (*)	88.036	(5.980)
Total Costos Financieros	(514.028)	(667.096)
Total Resultado Financiero	(287.974)	(493.315)

(**) Ver nota 8.

- (1) Corresponde al ingreso financiero por la actualización financiera durante los períodos terminados al 30 de septiembre de 2018 y 2017, de los activos no amortizados a valor nuevo de reposición, al término de la concesión en las distribuidoras Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Goias S.A. y Eletropaulo.
- (2) Ver nota 25.2.
- (3) Para el período terminado al 30 de septiembre de 2018, se incluyen MUS\$42.511 (MUS\$88.911 para el período terminado al 30 de septiembre de 2017) de nuestra filial Edesur, correspondientes al costo financiero generado por la actualización de multa de calidad de servicio por la aplicación de la Resolución ENRE N°1/2016 (Ver Nota 24). Adicionalmente, nuestras subsidiarias brasileñas Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Eletropaulo y Enel Cien S.A., han reconocido MUS\$39.680 y MUS\$40.818 durante los períodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, respectivamente, por concepto de actualización financiera de reclamaciones legales.
- (4) Para el período terminado al 30 de septiembre de 2018 son incluidos Intereses provenientes de la deuda de CAMESA por MUS\$29.745 (MUS\$55.984 al 30 de septiembre de 2017), Costos bancarios por MUS\$36.126 (MUS\$22.672 al 30 de septiembre de 2017), Costos financieros por venta de cartera por MUS\$18.334 (MUS\$27.234 al 30 de septiembre de 2017), y Otros por MUS\$100.071 (MUS\$141.468 al 30 de septiembre de 2017).

(*) Los orígenes de los efectos en resultados por diferencias de cambios son los siguientes:

Diferencias de Cambio (*)	Saldo al	
	30/09/2018 MUS\$	30/09/2017 MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	30.626	3.535
Otros activos financieros	335.210	82.093
Otros activos no financieros	5.988	2.521
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	(1.358)	15.089
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	1.544	3.257
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(150.620)	(91.478)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(90.796)	(19.224)
Otros pasivos no financieros	(42.558)	(1.773)
Total Diferencias de Cambio	88.036	(5.980)

34. INFORMACIÓN POR SEGMENTO

34.1 Criterios de segmentación

Las actividades del Grupo operan bajo una estructura de organización matricial con responsabilidades de administración duales y cruzadas (basadas en las áreas de responsabilidad de negocio y geográfica) y sus subsidiarias operan en el negocio de generación y transmisión de energía eléctrica y distribución de energía eléctrica.

El Grupo adoptó un enfoque “abajo hacia arriba” para identificar los segmentos sobre los que debe informarse. Los segmentos de Generación y Transmisión y de Distribución han sido definidos basado en NIIF 8.9 y en los criterios establecidos en NIIF 8.12, teniendo en consideración la agregación de segmentos de operación que tienen indicadores económicos similares que son comunes a todos los países en que el Grupo opera.

Segmento de Generación y Transmisión: El segmento de generación y transmisión de energía eléctrica está conformado por un grupo de compañías eléctricas que poseen plantas de generación, y cuya energía es transmitida y distribuida a los consumidores finales.

Los siguientes cuatro segmentos de operación han sido agregados en un conjunto combinado de información para el segmento de Generación y Transmisión:

Segmento de Generación y Transmisión a informar:

- Negocio de Generación y Transmisión en Argentina
- Negocio de Generación y Transmisión en Brasil
- Negocio de Generación y Transmisión en Colombia
- Negocio de Generación y Transmisión en Perú

Nuestro negocio de generación y transmisión es conducido en Argentina por nuestras subsidiarias Enel Trading Argentina (ex Cemsa), Central DockSud, Enel Generación Costanera, y Enel Generación El Chocón; en Brasil por nuestras subsidiarias EGP Cachoeira Dourada, Enel CIEN, Enel Brasil, y Fortaleza; en Colombia por nuestra filial Emgesa, y en Perú por nuestras subsidiarias Enel Generación Perú y Enel Generación Piura.

Negocio de Distribución: El segmento de distribución de energía eléctrica está conformado por un grupo de compañías eléctricas que operan bajo un régimen de concesión de distribución de energía, con obligaciones de servicio y tarifas reguladas para la distribución a clientes regulados en cuatro países diferentes.

Los siguientes cuatro segmentos de operación han sido agregados en un conjunto combinado de información para el segmento de Distribución:

Segmento de Distribución a informar:

- Negocio de Distribución en Argentina
- Negocio de Distribución en Brasil
- Negocio de Distribución en Colombia
- Negocio de Distribución en Perú

Nuestro negocio de distribución es conducido en Argentina por nuestra filial Edesur; en Brasil por nuestras subsidiarias Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goias (ex Celg) y Eletropaulo; en Colombia por nuestra filial Codensa; y en Perú por nuestra filial Enel Distribución Perú.

Cada uno de los segmentos de operación genera información financiera separada, la cual es agregada en un conjunto combinado de información para el Negocio de Generación y Transmisión, y otro conjunto de información combinada para el Negocio de Distribución a nivel de segmento sobre el que se debe informar. Adicionalmente, para asistir en el proceso de toma de decisiones, el Departamento de Planificación y Control a nivel de la Matriz prepara informes internos que contienen información combinada a nivel de segmento sobre el que debe informarse acerca de los indicadores de desempeño claves (“KPI” por sus siglas en inglés), tales como: EBITDA, Margen Bruto, Capex Total, Opex Total, Utilidad Neta, Energía Total de Generación y Transmisión, entre otros. La presentación de información bajo un enfoque negocio/país ha sido realizada tomando en consideración que los KPI son similares y comparables en todos los países, en cada uno de los siguientes aspectos:

- a) la naturaleza de las actividades: Generación y Transmisión, por un lado, y Distribución por otro;
- b) la naturaleza de los procesos de producción: el Negocio de Generación y Transmisión involucre la generación de electricidad y su transmisión a los centros de despacho, mientras que el Negocio de Distribución no genera electricidad, sino que distribuye electricidad a los usuarios finales;

- c) el tipo o categoría de clientes a los que se destina sus productos y servicios: el Negocio de Generación y Transmisión entrega servicios principalmente a clientes no regulados, mientras que el Negocio de Distribución entrega servicios a clientes regulados;
- d) los métodos usados para distribuir sus productos o prestar los servicios: los generadores normalmente venden la energía mediante licitaciones de energía, mientras que los distribuidores entregan energía en su área de concesión; y
- e) la naturaleza del marco normativo (servicios públicos): el marco regulatorio difiere entre el Negocio de Generación y Transmisión y el Negocio de Distribución

La máxima autoridad en la toma de decisiones ("CODM" por sus siglas en inglés) de la Sociedad en conjunto con el gerente del país revisa mensualmente estos reportes internos y utiliza la información de los KPI para tomar decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del desempeño de los segmentos operaciones para cada uno de los segmentos sobre los que debe informarse.

La información revelada en las siguientes tablas está basada en la información financiera de las entidades que conforman cada uno de los segmentos. Las políticas contables utilizadas para determinar la información por segmentos son las mismas que aquellas utilizadas en la preparación de los estados financieros consolidados del Grupo. En este contexto y considerando el proceso de restructuración societaria finalizado en el último trimestre del año 2016, descrito en Nota 6.1, los activos y pasivos relacionados con las operaciones en Chile son presentados como mantenidos para distribución a los propietarios, y en el caso de las cuentas de resultados, como operaciones discontinuadas.

34.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros

Linea de Negocio	Generación		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$
ACTIVOS								
ACTIVOS CORRIENTES	1.447.620	1.428.414	4.648.550	2.927.495	353.004	189.512	6.449.174	4.545.421
Efectivo y equivalentes al efectivo	559.507	598.586	608.346	576.614	378.747	297.563	1.546.600	1.472.763
Otros activos financieros corrientes	96.741	74.249	83.756	26.175	33.433	9.928	213.930	110.352
Otros activos no financieros, corriente	23.981	38.310	209.968	153.932	30.151	3.274	264.100	195.516
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	566.368	493.110	3.416.331	1.957.233	18.052	15.562	4.000.751	2.465.905
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	126.536	167.243	11.496	9.542	(130.336)	(169.382)	7.696	7.403
Inventarios corrientes	59.477	51.928	307.893	193.708	318	453	367.688	246.089
Activos por impuestos corrientes, corriente	15.010	4.988	10.760	10.291	22.639	32.114	48.409	47.393
ACTIVOS NO CORRIENTES	5.755.689	5.657.523	13.723.846	9.505.116	257.734	460.930	19.737.269	15.623.569
Otros activos financieros no corrientes	401.876	421.888	2.189.290	1.325.481	18.503	4.898	2.609.669	1.752.267
Otros activos no financieros no corrientes	9.868	17.198	618.072	444.258	3.065	3.045	631.005	464.501
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	421.758	410.793	607.938	301.768	2.069	156	1.031.765	712.717
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	1.622	2.641	112	255	2	(51)	1.736	2.845
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	305.090	143.732	18	24	(303.652)	(141.009)	1.456	2.747
Activos intangibles distintos de la plusvalía	48.132	47.866	4.255.613	3.624.793	10.989	9.820	4.314.734	3.682.479
Plusvalía	6.909	7.443	1.476.129	129.200	507.241	576.532	1.990.279	713.175
Propiedades, planta y equipo	4.537.106	4.574.513	3.919.881	3.511.532	5.810	6.422	8.462.797	8.092.467
Propiedad de inversión	-	-	8.215	-	-	-	8.215	-
Activos por impuestos diferidos	23.328	31.449	648.578	167.805	13.707	1.117	685.613	200.371
TOTAL ACTIVOS	7.203.309	7.085.937	18.372.396	12.432.611	610.738	650.442	26.186.443	20.168.990

La columna de Holdings, eliminaciones y otros, incluyen eliminaciones de transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Linea de Negocio	Generación		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS								
PASIVOS CORRIENTES	1.353.620	1.213.127	4.922.848	3.809.015	1.237.824	(87.807)	7.514.292	4.934.335
Otros pasivos financieros corrientes	291.142	208.407	797.315	469.228	1.463.580	12.133	2.552.037	689.768
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	707.987	705.123	3.580.152	2.717.887	31.982	130.909	4.320.121	3.553.919
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	145.660	76.532	245.304	380.820	(259.124)	(232.325)	131.840	225.027
Otras provisiones corrientes	80.054	89.943	248.704	178.785	1.206	1.238	329.964	269.966
Pasivos por impuestos corrientes	106.929	129.088	35.145	43.312	180	238	142.254	172.638
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	65	-	-	-	-	-	65	-
Otros pasivos no financieros corrientes	21.783	4.034	16.228	18.983	-	-	38.011	23.017
PASIVOS NO CORRIENTES	2.044.161	2.331.606	6.635.668	4.074.776	1.594.126	549.766	10.273.955	6.956.148
Otros pasivos financieros no corrientes	1.479.855	1.737.988	2.974.470	1.995.344	1.738.245	616.183	6.192.570	4.349.515
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	116.065	166.614	998.022	882.795	10.718	10.929	1.124.805	1.060.338
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	6.915	43.963	156.673	54.016	(163.588)	(97.979)	-	-
Otras provisiones no corrientes	55.468	62.474	999.552	597.548	298	283	1.055.318	660.305
Pasivo por impuestos diferidos	326.563	258.472	310.479	179.957	5.740	16.882	642.782	455.311
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	32.355	36.427	1.182.942	349.671	2.675	2.833	1.217.972	388.931
Otros pasivos no financieros no corrientes	26.940	25.668	13.530	15.445	38	635	40.508	41.748
PATRIMONIO NETO	3.805.528	3.541.204	6.813.880	4.548.820	(2.221.212)	188.483	8.398.196	8.278.507
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.805.528	3.541.204	6.813.880	4.548.820	(2.221.212)	188.483	6.405.585	6.480.471
Capital emitido	1.511.846	705.205	3.406.253	2.395.815	1.845.105	3.662.184	6.763.204	6.763.204
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.138.722	1.190.570	(944.824)	(1.003.058)	4.346.419	3.396.319	4.540.317	3.583.831
Primas de emisión	42.361	38.013	63.814	63.832	(106.175)	(101.845)	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	(12.190)	-	12.190	-	-	-
Otras reservas	1.112.599	1.607.416	4.300.827	3.092.231	(8.318.751)	(6.768.175)	(4.897.936)	(3.866.564,00)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	1.992.611	1.798.036
Total Patrimonio Neto y Pasivos	7.203.309	7.085.937	18.372.396	12.432.611	610.738	650.442	26.186.443	20.168.990

La columna de Holdings, eliminaciones y otros, incluyen eliminaciones de transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Linea de Negocio	Generación		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	30/09/2018 MUS\$	30/09/2017 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2017 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2017 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2017 MUS\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES								
INGRESOS	2.374.137	2.190.120	7.554.039	6.004.208	(585.351)	(629.837)	9.342.825	7.564.491
Ingresos de actividades ordinarias	2.326.876	2.136.751	6.878.555	5.385.848	(585.794)	(628.404)	8.619.637	6.894.193
Ventas de energía	2.070.679	1.923.737	6.018.639	4.873.238	(513.958)	(558.820)	7.575.360	6.238.155
Otras ventas	31.902	29.851	3.318	2.330	-	-	35.220	32.181
Otras prestaciones de servicios	224.295	183.163	856.598	510.278	(71.836)	(69.584)	1.009.057	623.857
Otros ingresos	47.261	53.369	675.484	618.362	443	(1.433)	723.188	670.298
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(1.105.777)	(892.532)	(5.298.735)	(3.959.163)	588.044	629.358	(5.816.468)	(4.222.337)
Compras de energía	(645.197)	(434.900)	(4.032.826)	(2.988.931)	551.960	598.933	(4.126.063)	(2.824.898)
Consumo de combustible	(160.471)	(178.153)	-	-	-	-	(160.471)	(178.153)
Gastos de transporte	(223.588)	(188.494)	(581.548)	(283.431)	41.480	36.612	(763.656)	(435.313)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(76.521)	(90.985)	(684.361)	(686.801)	(5.396)	(6.187)	(766.278)	(783.973)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	1.268.360	1.297.588	2.255.304	2.045.045	2.693	(479)	3.526.357	3.342.154
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	5.195	2.854	112.976	109.963	-	-	118.171	112.817
Gastos por beneficios a los empleados	(86.431)	(108.830)	(454.209)	(499.299)	(18.808)	(19.907)	(559.448)	(628.036)
Otros gastos, por naturaleza	(93.179)	(105.651)	(573.061)	(555.282)	(44.356)	(31.137)	(710.596)	(692.070)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	1.093.945	1.085.961	1.341.010	1.100.427	(60.471)	(51.523)	2.374.484	2.134.865
Gasto por depreciación y amortización	(187.841)	(180.426)	(382.937)	(301.033)	597	489	(570.181)	(480.970)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	3.203	(12.069)	(97.474)	(104.820)	(888)	(4)	(95.159)	(116.893)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	909.307	893.466	860.599	694.574	(60.762)	(51.038)	1.709.144	1.537.002
RESULTADO FINANCIERO	31.955	(84.311)	(185.969)	(429.785)	(133.960)	20.781	(287.974)	(493.315)
Ingresos financieros	52.253	48.019	162.660	102.417	11.141	23.345	226.054	173.781
Efectivo y otros medios equivalentes	34.123	42.996	19.463	23.842	20.989	23.936	74.575	90.774
Otros ingresos financieros	18.130	5.023	143.197	78.575	(9.848)	(591)	151.479	83.007
Costos financieros	(138.762)	(147.761)	(483.821)	(528.318)	(101.941)	14.963	(724.524)	(661.116)
Préstamos bancarios	(10.739)	(9.799)	(84.831)	(59.360)	(38.539)	-	(134.109)	(89.159)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(52.315)	(81.801)	(101.469)	(68.083)	(78.353)	(19.432)	(232.137)	(169.316)
Otros	(75.708)	(56.161)	(297.521)	(400.875)	14.951	34.395	(358.278)	(422.641)
Resultados por Unidades de Reajuste	(16.749)	-	139.209	-	-	-	122.460	-
Diferencias de cambio	135.213	15.431	(4.017)	(3.884)	(43.160)	(17.527)	88.036	(5.980)
Positivas	378.193	57.051	161.698	21.881	15.995	77.005	555.886	155.937
Negativas	(242.980)	(41.620)	(165.715)	(25.765)	(59.155)	(94.532)	(467.850)	(161.917)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	1.123	2.678	(9)	-	318	1.264	1.432	3.942
Otras ganancias (pérdidas)	136	416	394	849	-	-	530	1.265
Resultado de Otras Inversiones	61	114	9	44	-	-	70	158
Resultados en Ventas de Activos	75	302	385	805	-	-	460	1.107
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	942.521	812.249	675.015	265.638	(194.404)	(28.993)	1.423.132	1.048.894
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(349.714)	(272.391)	(238.593)	(95.283)	23.750	(24.143)	(564.557)	(391.817)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	592.807	539.858	436.422	170.355	(170.654)	(53.136)	858.575	657.077
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	592.807	539.858	436.422	170.355	(170.654)	(53.136)	858.575	657.077
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	592.807	539.858	436.422	170.355	(170.654)	(53.136)	858.575	657.077
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora							512.669	383.883
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras							345.906	273.194

Pais	Generación		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	30/09/2018 MUS\$	30/09/2017 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2017 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2017 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2017 MUS\$
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO								
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	712.866	721.814	274.667	436.245	(106.829)	12.190	880.704	1.170.249
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(32.160)	(440.306)	(640.550)	(783.219)	(1.967.198)	(354.203)	(2.639.908)	(1.577.728)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(659.807)	(593.927)	505.592	162.381	2.181.144	(438.062)	2.026.929	(869.608)

La columna de Holdings, eliminaciones y otros, incluyen eliminaciones de transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

34.3 Países

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$
ACTIVOS CORRIENTES	523.806	265.002	565.636	711.201	4.431.701	2.519.659	735.072	725.442	481.152	458.183	(288.193)	(134.066)	6.449.174	4.545.421
Efectivo y equivalentes al efectivo	324.563	184.157	152.730	242.072	571.422	470.361	262.505	354.110	235.380	222.063	-	-	1.546.600	1.472.763
Otros activos financieros corrientes	10.417	127	-	412	118.192	64.924	85.321	44.889	-	-	-	-	213.930	110.352
Otros activos no financieros, corriente	1.391	577	6.846	17.260	209.258	154.367	10.038	7.750	36.567	15.562	-	-	264.100	195.516
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	3.992	3.592	366.776	401.460	3.164.358	1.616.673	307.376	288.651	153.611	175.124	4.638	405	4.000.751	2.465.905
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	183.249	68.433	15.432	28.732	99.097	43.040	1.383	1.612	1.366	57	(292.831)	(134.471)	7.696	7.403
Inventarios corrientes	-	-	23.730	20.813	224.169	134.991	68.447	48.424	51.342	41.861	-	-	367.688	246.089
Activos por impuestos corrientes, corriente	194	8.116	122	452	45.205	35.303	2	6	2.886	3.516	-	-	48.409	47.393
ACTIVOS NO CORRIENTES	7.493.940	7.410.770	2.080.023	1.516.003	10.512.880	6.861.342	4.478.359	4.372.366	3.840.159	3.908.055	(8.668.092)	(8.444.967)	19.737.269	15.623.569
Otros activos financieros no corrientes	-	-	13	27	2.608.931	1.751.137	725	1.103	-	-	-	-	2.609.669	1.752.267
Otros activos no financieros no corrientes	3.630	2.403	159	4.429	619.856	448.886	8.516	7.158	-	-	(1.156)	1.625	631.005	464.501
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	2.067	124	411.106	401.725	575.558	273.768	43.034	37.100	-	-	-	-	1.031.765	712.717
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	375.000	375.000	112	255	8.094	57.512	-	-	-	-	(381.470)	(429.922)	1.736	2.845
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	7.113.243	7.033.243	217.254	35.641	-	-	11	10	1.463.655	1.527.055	(8.792.707)	(8.593.202)	1.456	2.747
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	16.231	17.628	4.162.925	3.546.462	91.416	77.886	44.162	40.503	-	-	4.314.734	3.682.479
Plusvalía	-	-	490	1.022	1.476.129	129.200	6.419	6.421	-	-	507.241	576.532	1.990.279	713.175
Propiedades, planta y equipo	-	-	1.382.224	1.004.634	420.553	504.650	4.328.236	4.242.686	2.331.784	2.340.497	-	-	8.462.797	8.092.467
Propiedad de inversión	-	-	-	-	8.215	-	-	-	-	-	-	-	8.215	-
Activos por impuestos diferidos	-	-	52.434	50.642	632.619	149.727	2	2	558	-	-	-	685.613	200.371
TOTAL ACTIVOS	8.017.746	7.675.772	2.645.659	2.227.204	14.944.581	9.381.001	5.213.431	5.097.808	4.321.311	4.366.238	(8.956.285)	(8.579.033)	26.186.443	20.168.990

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30/09/2018	31/12/2017	30/09/2018	31/12/2017	30/09/2018	31/12/2017	30/09/2018	31/12/2017	30/09/2018	31/12/2017	30/09/2018	31/12/2017	30/09/2018	31/12/2017
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
PASIVOS CORRIENTES	413.261	85.879	911.028	1.211.390	4.733.396	2.157.536	1.255.676	942.967	477.123	487.036	276.192	49.527	7.514.292	4.934.335
Otros pasivos financieros corrientes	393.030	11.791	10.383	2.938	1.521.454	305.468	490.665	267.116	136.505	102.455	-	-	2.552.037	689.768
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	6.940	35.418	608.325	956.435	2.930.115	1.715.279	542.467	506.528	228.869	265.913	3.405	74.346	4.320.121	3.553.919
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	12.084	37.377	108.241	50.329	146.166	90.778	117.356	50.746	27.590	20.616	279.597	24.819	131.840	225.027
Otras provisiones corrientes	1.207	1.239	112.125	150.497	121.989	10.594	31.099	33.779	63.544	73.857	-	-	329.964	269.966
Pasivos por impuestos corrientes	-	54	71.954	51.191	13.672	32.399	53.238	84.650	3.390	4.344	-	-	142.254	172.638
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	65	-	-	-	-	-	65	-
Otros pasivos no financieros corrientes	-	-	-	-	-	3.018	20.786	148	17.225	19.851	-	-	38.011	23.017
PASIVOS NO CORRIENTES	592.385	618.499	593.234	610.568	6.999.432	3.399.497	1.717.598	1.971.990	765.936	812.356	394.630	456.762	10.273.955	6.956.148
Otros pasivos financieros no corrientes	583.971	607.512	48.039	48.913	3.604.062	1.442.737	1.494.571	1.750.429	461.927	499.924	-	-	6.192.570	4.349.515
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	15	250.928	419.106	863.149	630.011	-	-	10.728	11.206	-	-	1.124.805	1.060.338
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	7.927	53.642	386.703	403.120	-	-	-	-	394.630	456.762	-	-
Otras provisiones no corrientes	-	-	19.149	21.826	974.766	565.565	53.266	64.904	8.137	8.010	-	-	1.055.318	660.305
Pasivo por impuestos diferidos	5.740	8.140	251.998	37.724	96.202	130.381	34.528	18.010	254.314	261.056	-	-	642.782	455.311
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	2.674	2.832	14.073	26.960	1.072.036	227.048	124.754	127.565	4.435	4.526	-	-	1.217.972	368.931
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	1.120	2.397	2.514	635	10.479	11.082	26.395	27.634	-	-	40.508	41.748
PATRIMONIO NETO	7.012.100	6.971.394	1.141.397	405.246	3.211.753	3.823.968	2.240.157	2.182.851	3.078.252	3.066.846	8.285.463	8.171.798	8.398.196	8.278.507
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	7.012.100	6.971.394	1.141.397	405.246	3.211.753	3.823.968	2.240.157	2.182.851	3.078.252	3.066.846	8.285.463	8.171.798	6.405.585	6.480.471
Capital emitido	6.763.204	6.763.204	591.535	234.050	1.665.547	2.048.181	223.945	224.006	2.724.094	1.657.365	5.205.121	4.163.602	6.763.204	6.763.204
Ganancias (pérdidas) acumuladas	3.490.507	3.449.803	147.952	274.033	140.334	414.775	542.359	484.805	446.354	148.516	227.189	1.188.101	4.540.317	3.583.831
Primas de emisión	-	-	-	-	739.892	902.102	101.742	101.771	6.201	1.874	847.835	1.005.747	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	(3.241.611)	3.241.613	401.910	102.837	665.980	458.910	1.372.111	1.372.269	98.397	1.259.091	2.005.318	1.814.348	(4.897.936)	(3.866.564)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.992.611	1.798.036
Total Patrimonio Neto y Pasivos	8.017.746	7.675.772,00	2.645.659	2.227.204	14.944.581	9.381.001	5.213.431	5.097.808	4.321.311	4.366.238	(8.956.285)	(8.579.033,00)	26.186.443	20.168.990

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES														
INGRESOS	1.330	556	909.108	1.098.829	5.302.138	3.684.124	2.015.995	1.767.374	1.114.474	1.013.608	(220)	-	9.342.825	7.564.491
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	899.386	1.083.502	4.634.313	3.061.668	1.991.900	1.753.996	1.094.038	995.027	-	-	8.619.637	6.894.193
Ventas de energía	-	-	872.914	1.041.925	3.973.742	2.752.597	1.804.075	1.581.261	924.629	862.372	-	-	7.575.360	6.238.155
Otras ventas	-	-	49	130	1.974	1.470	16.753	15.012	16.444	15.569	-	-	35.220	32.181
Otras prestaciones de servicios	-	-	26.423	41.447	658.597	307.601	171.072	157.723	152.965	117.086	-	-	1.009.057	623.857
Otros ingresos	1.330	556	9.722	15.327	667.825	622.466	24.095	13.378	20.436	18.581	(220)	-	723.188	670.298
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	-	-	(461.266)	(519.231)	(3.850.206)	(2.479.369)	(897.208)	(693.367)	(608.257)	(530.370)	469	-	(5.816.468)	(4.222.337)
Compras de energía	-	-	(402.517)	(459.896)	(2.799.853)	(1.659.485)	(536.865)	(382.086)	(308.146)	(235.661)	1.318	2.030.00	(4.126.063)	(2.824.898)
Consumo de combustible	-	-	(1.308)	(3.546)	(18.408)	(62.591)	(38.354)	(23.717)	(102.401)	(88.199)	-	-	(160.471)	(178.153)
Gastos de transporte	-	-	(22.638)	(7.829)	(451.228)	(177.276)	(201.019)	(181.601)	(87.922)	(66.577)	(849)	(2.030.00)	(763.656)	(435.313)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	-	(34.803)	(48.160)	(580.717)	(579.917)	(120.970)	(105.963)	(29.788)	(49.933)	-	-	(766.278)	(783.973)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	1.330	556	447.842	579.598	1.451.932	1.204.755	1.118.787	1.074.007	506.217	483.238	249	-	3.526.357	3.342.154
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	30.720	41.312	58.540	52.359	21.215	13.854	7.696	5.292.00	-	-	118.171	112.817
Gastos por beneficios a los empleados	(4.832)	-	(162.326)	(261.174)	(268.772)	(245.162)	(75.719)	(67.844)	(47.799)	(48.079.00)	-	-	(559.448)	(628.036)
Otros gastos, por naturaleza	(14.485)	(15.412)	(81.264)	(147.317)	(433.897)	(356.202)	(113.564)	(109.025)	(67.293)	(64.114.00)	(93)	-	(710.596)	(692.070)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	(17.987)	(20.633)	234.972	212.419	807.803	655.570	950.719	910.992	398.821	376.337.00	156	-	2.374.484	2.134.865
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(86.007)	(59.550)	(247.408)	(199.490)	(146.472)	(131.981)	(90.294)	(89.949.00)	-	-	(570.181)	(480.970)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	(23.327)	(26.169)	(65.626)	(73.614)	(5.990)	(2.957)	(216)	(14.163.00)	-	-	(95.159)	(116.893)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	(17.987)	(20.633)	125.638	126.700	494.769	382.646	798.257	776.054	308.311	272.235.00	156	-	1.709.144	1.537.002
RESULTADO FINANCIERO	(16.304)	6.434	166.928	(126.632)	(300.242)	(216.710)	(122.169)	(130.411)	(16.184)	(25.996)	(3)	-	(287.974)	(493.315)
Ingresos financieros	36.361	22.658	48.938	51.988	160.796	100.083	15.135	14.603	6.061	7.371	(41.237)	(22.922)	226.054	173.781
Efectivo y otros medios equivalentes	4.394	6.864	33.172	40.539	24.468	29.720	9.483	9.855	3.058	3.796	-	-	74.575	90.774
Otros ingresos financieros	31.967	15.794	15.766	11.449	136.328	70.363	5.652	4.748	3.003	3.575	(41.237)	(22.922)	151.479	83.007
Costos financieros	(45.327)	(28.370)	(127.614)	(195.784)	(432.561)	(282.366)	(136.383)	(144.738)	(24.455)	(32.379)	41.236	22.922	(724.524)	(661.116)
Préstamos bancarios	(15.106)	-	(100)	(119)	(110.711)	(45.553)	(16.049)	(20.208)	(2.143)	(2.879)	-	-	(134.109)	(69.159)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(19.292)	(19.432)	-	-	(89.638)	(26.466)	(102.279)	(103.097)	(20.928)	(20.321)	-	-	(232.137)	(169.316)
Otros	(20.929)	(8.938)	(126.914)	(195.665)	(232.232)	(210.347)	(18.055)	(21.434)	(1.384)	(9.179)	41.236	22.922	(358.278)	(422.641)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	122.460	-	-	-	-	-	-	-	-	-	122.460	-
Diferencias de cambio	(7.338)	12.146	122.544	17.164	(28.457)	(34.027)	(921)	(275)	2.210	(988)	(2)	-	88.036	(5.980)
Positivas	24.124	77.613	280.447	37.457	389.513	49.378	9.850	3.922	14.334	13.363	(161.382)	(25.796)	555.886	155.937
Negativas	(31.462)	(65.467)	(157.903)	(20.293)	(418.970)	(63.405)	(10.771)	(4.197)	(12.124)	(14.351)	161.380	25.796	(467.850)	(161.917)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	318	1.264	1.123	2.678	-	-	(9)	-	-	-	-	-	1.432	3.942
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	74	198	391	3	34	364	31	700	-	-	530	1.265
Resultado de Otras Inversiones	-	-	61	141	-	-	9	-	17	-	-	-	70	158
Resultados en Ventas de Activos	-	-	13	57	391	3	25	364	31	683	-	-	460	1.107
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(33.973)	(12.935)	293.763	2.944	194.918	165.939	676.113	646.007	292.158	246.939	153	-	1.423.132	1.048.894
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(2.532)	(22.871)	(139.911)	(25.767)	(84.686)	(10.858)	(246.161)	(255.902)	(91.298)	(76.419)	31	-	(564.557)	(391.817)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	(36.505)	(35.806)	153.852	(22.823)	110.232	155.081	429.952	390.105	200.860	170.520	184	-	858.575	657.077
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	(36.505)	(35.806)	153.852	(22.823)	110.232	155.081	429.952	390.105	200.860	170.520	184	-	858.575	657.077
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	(36.505)	(35.806)	153.852	(22.823)	110.232	155.081	429.952	390.105	200.860	170.520	184	-	858.575	657.077
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	512.669	383.883
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	345.906	273.194

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO														
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(25.404)	48.843	49.399	102.666	(9.623)	202.936	608.337	565.999	257.401	235.538	594	14.267	880.704	1.170.249
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	197.229	(837.922)	(44.128)	(71.072)	(2.148.422)	(1.176.106)	(338.920)	(290.312)	(33.993)	(90.602)	(271.674)	888.286	(2.639.908)	(1.577.728)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(29.265)	(303.158)	(12.004)	(14.823)	2.376.437	976.860	(373.443)	(417.792)	(206.016)	(208.139)	271.220	(902.556)	2.026.929	(869.608)

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

34.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países

a) Generación y Transmisión

Línea de Negocio	Generación y Transmisión														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$												
ACTIVOS CORRIENTES	-	-	248.271	316.209	556.195	437.446	330.184	327.200	404.930	412.379	(91.960)	(64.820)	1.447.620	1.428.414	
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	-	114.233	140.455	121.477	136.694	123.846	179.828	199.951	141.609	-	-	559.507	598.586	
Otros activos financieros corrientes	-	-	-	-	38.616	45.592	58.125	28.657	-	-	-	-	96.741	74.249	
Otros activos no financieros, corriente	-	-	2.387	9.828	13.825	13.298	2.532	4.262	5.237	10.922	-	-	23.981	38.310	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	-	109.765	132.918	234.535	167.176	123.435	96.775	98.553	96.881	80	(640)	566.368	493.110	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	-	-	16.628	29.225	134.383	72.251	78	668	67.487	129.279	(92.040)	(64.180)	126.536	167.243	
Inventarios corrientes	-	-	5.136	3.331	389	474	22.166	17.004	31.786	31.119	-	-	59.477	51.928	
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	122	452	12.970	1.961	2	6	1.916	2.569	-	-	15.010	4.988	
ACTIVOS NO CORRIENTES	-	-	967.790	656.379	848.106	1.024.938	2.700.107	2.703.618	1.240.656	1.305.808	(970)	(33.220)	5.755.689	5.657.523	
Otros activos financieros no corrientes	-	-	-	-	401.158	420.794	718	1.094	-	-	-	-	401.876	421.888	
Otros activos no financieros no corrientes	-	-	9	4.117	6.397	8.973	3.462	2.483	-	-	-	1.625	9.868	17.198	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	406.469	391.831	9.742	13.045	5.547	5.917	-	-	-	-	421.758	410.793	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	2.592	37.486	-	-	-	-	(970)	(34.845)	1.622	2.641	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	203.235	6.426	44.942	54.794	-	-	56.913	82.512	-	-	305.090	143.732	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	233	26	4.896	5.665	25.056	24.900	17.947	17.275	-	-	48.132	47.866	
Plusvalía	-	-	490	1.022	-	6.419	6.421	-	-	-	-	-	6.909	7.443	
Propiedades, planta y equipo	-	-	357.344	252.934	355.063	452.757	2.658.903	2.662.801	1.165.796	1.206.021	-	-	4.537.106	4.574.513	
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Activos por impuestos diferidos	-	-	10	23	23.316	31.424	2	2	-	-	-	-	23.328	31.449	
TOTAL ACTIVOS	-	-	1.216.061	972.588	1.404.301	1.462.384	3.030.291	3.030.818	1.645.586	1.718.187	(92.930)	(98.040)	7.203.309	7.085.937	

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Línea de Negocio	Generación y Transmisión														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$												
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS															
PASIVOS CORRIENTES	-	-	289.260	293.504	359.625	308.086	556.410	399.795	225.285	247.092	(76.960)	(35.350)	1.353.620	1.213.127	
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	10.383	2.938	4.231	5.336	233.856	154.957	42.672	45.176	-	-	291.142	208.407	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	-	118.621	201.191	329.947	248.669	161.967	129.807	94.045	125.326	3.407	130	707.987	705.123	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	-	108.417	48.483	13.251	18.663	71.290	30.053	33.069	14.813	(80.367)	(35.480)	145.660	76.532	
Otras provisiones corrientes	-	-	-	-	-	-	28.027	30.940	52.027	59.003	-	-	80.054	89.943	
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	51.839	40.892	12.196	32.399	40.419	54.038	2.475	1.759	-	-	106.929	129.088	
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	65	-	-	-	-	-	65	-	
Otros pasivos no financieros corrientes	-	-	-	-	-	3.019	20.786	-	997	1.015	-	-	21.783	4.034	
PASIVOS NO CORRIENTES	-	-	266.929	312.456	348.048	385.093	1.122.637	1.335.486	322.517	361.261	(15.970)	(62.690)	2.044.161	2.331.606	
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	48.039	48.913	324.258	324.117	1.023.828	1.247.200	83.730	117.758	-	-	1.479.855	1.737.988	
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	115.711	165.993	354	621	-	-	-	-	-	-	116.065	166.614	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	7.928	53.642	14.957	53.011	-	-	-	-	(15.970)	(62.690)	6.915	43.963	
Otras provisiones no corrientes	-	-	-	-	6.003	6.817	41.818	48.136	7.647	7.521	-	-	55.468	62.474	
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	92.195	37.724	-	527	29.170	11.428	205.198	208.793	-	-	326.563	258.472	
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	-	3.056	6.184	-	-	27.821	28.722	1.478	1.521	-	-	32.355	36.427	
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	-	-	2.476	-	-	-	24.464	25.668	-	-	26.940	25.668	
PATRIMONIO NETO	-	-	659.872	366.628	696.628	769.205	1.351.244	1.295.537	1.097.784	1.109.834	-	-	3.805.528	3.541.204	
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	659.872	366.628	696.628	769.205	1.351.244	1.295.537	1.097.784	1.109.834	-	-	3.805.528	3.541.204	
Capital emitido	-	-	92.424	162.708	264.197	322.118	219.428	219.488	935.797	891	-	-	1.511.846	705.205	
Ganancias (pérdidas) acumuladas	-	-	169.765	315.019	248.952	322.261	386.159	323.370	333.846	229.920	-	-	1.138.722	1.190.570	
Primas de emisión	-	-	-	-	-	-	37.928	37.939	4.433	74	-	-	42.361	38.013	
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras reservas	-	-	397.683	(111.099)	183.479	124.826	707.729	714.740	(176.292)	878.949	-	-	1.112.599	1.607.416	
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total Patrimonio Neto y Pasivos	-	-	1.216.061	972.588	1.404.301	1.462.384	3.030.291	3.030.818	1.645.586	1.718.187	(92.930)	(98.040)	7.203.309	7.085.937	

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

País	Generación y Transmisión													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS
INGRESOS	-	-	168.336	209.168	672.628	603.190	953.211	861.697	592.482	516.065	(220)	-	2.374.137	2.190.120
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	164.812	205.880	660.633	575.129	936.687	854.913	564.744	500.829	-	-	2.326.879	2.136.751
Ventas de energía	-	-	164.303	205.695	597.884	508.978	920.677	840.093	387.815	368.971	-	-	2.070.679	1.923.737
Otras ventas	-	-	15	-	-	-	15.898	14.698	15.989	15.153	-	-	31.902	29.851
Otras prestaciones de servicios	-	-	494	185	62.749	66.151	112	122	160.940	116.705	-	-	224.295	183.163
Otros ingresos	-	-	1.524	3.288	11.995	28.061	16.524	6.784	17.438	15.236	(220)	-	47.261	53.369
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	-	-	(13.065)	(17.923)	(458.345)	(337.367)	(338.746)	(287.421)	(295.142)	(249.821)	461	-	(1.105.777)	(892.532)
Compras de energía	-	-	(929)	(1.008)	(417.305)	(255.174)	(129.062)	(112.635)	(99.211)	(68.113)	1.310	2.030	(434.900)	(434.900)
Consumo de combustible	-	-	(1.308)	(3.546)	(18.408)	(62.691)	(38.354)	(23.717)	(102.401)	(88.199)	-	-	(160.471)	(178.153)
Gastos de transporte	-	-	(3.999)	(4.732)	(22.478)	(19.322)	(108.340)	(95.833)	(87.922)	(66.577)	(849)	(2.030)	(223.588)	(188.494)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	-	(6.769)	(8.637)	(154)	(180)	(63.990)	(55.236)	(5.608)	(26.932)	-	-	(76.521)	(90.985)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	-	-	153.331	191.245	214.283	265.823	613.465	574.276	287.040	266.244	241	-	1.268.360	1.297.588
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	2.362	1.364	327	717	1.730	487	776	286	-	-	5.195	2.854
Gastos por beneficios a los empleados	-	-	(27.848)	(62.616)	(12.761)	(13.525)	(23.463)	(20.408)	(22.359)	(22.281)	-	-	(86.431)	(108.830)
Otros gastos, por naturaleza	-	-	(16.183)	(26.038)	(15.755)	(13.287)	(29.345)	(32.976)	(31.845)	(33.350)	(51)	-	(93.179)	(105.651)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	-	-	111.662	113.955	186.094	239.728	562.387	521.379	233.612	210.899	190	-	1.093.945	1.085.961
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(55.671)	(42.887)	(24.637)	(29.986)	(55.719)	(54.428)	(51.814)	(53.125)	-	-	(187.841)	(180.426)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	(60)	-	250	(1.707)	(841)	263	3.854	(10.625)	-	-	3.203	(12.069)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	-	-	55.931	71.068	161.707	208.035	505.827	467.214	185.652	147.149	190	-	909.307	893.466
RESULTADO FINANCIERO	-	-	85.845	4.542	21.608	7.275	(78.543)	(87.653)	3.050	(8.485)	(5)	10	31.955	(84.311)
Ingresos financieros	-	-	27.884	26.365	21.032	16.801	6.008	6.870	4.709	4.483	(7.380)	(6.500)	52.253	48.019
Efectivo y otros medios equivalentes	-	-	24.303	25.805	4.282	8.923	3.821	5.466	1.717	2.802	-	-	34.123	42.996
Otros ingresos financieros	-	-	3.581	560	16.750	7.878	2.187	1.404	2.992	1.681	(7.380)	(6.500)	18.130	5.023
Costos financieros	-	-	(32.282)	(37.523)	(24.618)	(10.519)	(84.509)	(94.666)	(4.733)	(11.563)	7.380	6.510	(138.762)	(147.761)
Préstamos bancarios	-	-	(27)	(82)	(5.618)	(1.195)	(4.957)	(7.926)	(1.377)	(596)	-	-	(10.739)	(9.799)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	-	-	-	-	(50.857)	(79.212)	(1.458)	(2.589)	-	-	(52.315)	(81.801)
Otros	-	-	(32.255)	(37.441)	(19.000)	(9.324)	(28.695)	(7.528)	(3.138)	(8.378)	7.380	6.510	(75.708)	(56.161)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	(16.749)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(16.749)	-
Diferencias de cambio	-	-	106.992	15.700	25.194	993	(42)	143	3.074	(1.405)	(5)	-	135.213	15.431
Positivas	-	-	257.168	35.668	128.997	14.814	6.059	2.971	11.519	11.388	(25.550)	(7.790)	378.193	57.051
Negativas	-	-	(150.176)	(19.968)	(103.803)	(13.821)	(6.101)	(2.828)	(8.445)	(12.793)	25.545	7.790	(242.980)	(41.620)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	-	1.123	2.678	-	-	-	-	-	-	-	-	1.123	2.678
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	74	97	-	3	25	266	37	50	-	-	136	416
Resultado de Otras Inversiones	-	-	61	97	-	-	-	-	17	17	-	-	61	114
Resultados en Ventas de Activos	-	-	13	-	-	3	25	266	37	33	-	-	75	302
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	-	-	142.973	78.385	183.315	215.313	427.309	379.827	188.739	138.714	185	10	942.521	812.249
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	-	-	(74.740)	(8.867)	(62.855)	(73.122)	(153.178)	(147.857)	(58.941)	(42.545)	-	-	(349.714)	(272.391)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	-	-	68.233	69.518	120.460	142.191	274.131	231.970	129.798	96.169	185	10	592.807	539.858
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	-	-	68.233	69.518	120.460	142.191	274.131	231.970	129.798	96.169	185	10	592.807	539.858

País	Flujos de Efectivo													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	-	-	26.397	81.202	125.011	143.750	395.046	354.501	166.412	142.361	-	-	712.866	721.814
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-	-	117	(6.135)	(32.860)	(17.335)	(100.590)	(109.674)	101.173	(307.162)	-	-	(32.160)	(440.306)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	-	-	(11.929)	(14.784)	(63.670)	(134.796)	(358.330)	(315.784)	(205.878)	(128.563)	-	-	(659.807)	(593.927)

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

b) Distribución

Línea de Negocio	Distribución													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$												
ACTIVOS														
ACTIVOS CORRIENTES	-	-	319.427	396.740	3.807.551	1.958.520	409.008	402.852	112.564	169.383	-	-	4.648.550	2.927.495
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	-	38.497	101.615	396.050	220.764	138.659	174.282	35.140	79.953	-	-	608.346	576.614
Otros activos financieros corrientes	-	-	-	412	56.560	9.531	27.196	16.232	-	-	-	-	83.756	26.175
Otros activos no financieros, corriente	-	-	4.427	7.365	193.809	139.197	7.506	3.488	4.226	3.882	-	-	209.968	153.932
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	-	257.011	268.542	2.925.675	1.443.683	183.941	171.876	49.704	73.132	-	-	3.416.331	1.957.233
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	-	-	898	1.324	1.235	990	5.425	5.554	3.938	1.674	-	-	11.496	9.542
Inventarios corrientes	-	-	18.594	17.482	223.462	134.064	46.281	31.420	19.556	10.742	-	-	307.893	193.708
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	-	-	10.760	10.291	-	-	-	-	-	-	10.760	10.291
ACTIVOS NO CORRIENTES	-	-	1.098.221	830.423	9.656.887	5.849.860	1.778.252	1.668.748	1.190.486	1.156.085	-	-	13.723.846	9.505.116
Otros activos financieros no corrientes	-	-	13	27	2.189.270	1.325.445	7	9	-	-	-	-	2.189.290	1.325.481
Otros activos no financieros no corrientes	-	-	150	312	612.868	439.271	5.054	4.675	-	-	-	-	618.072	444.258
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	4.637	9.894	565.814	260.691	37.487	31.183	-	-	-	-	607.938	301.768
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	112	255	-	-	-	-	-	-	-	-	112	255
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	7	14	-	-	11	10	-	-	-	-	18	24
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	15.998	17.602	4.149.949	3.533.935	66.360	52.986	23.306	20.270	-	-	4.255.613	3.624.793
Plusvalía	-	-	-	-	1.476.129	129.200	-	-	-	-	-	-	1.476.129	129.200
Propiedades, planta y equipo	-	-	1.024.880	751.700	59.046	44.132	1.669.333	1.579.885	1.166.622	1.135.815	-	-	3.919.881	3.511.532
Propiedad de inversión	-	-	-	-	8.215	-	-	-	-	-	-	-	8.215	-
Activos por impuestos diferidos	-	-	52.424	50.619	595.596	117.186	-	-	558	-	-	-	648.578	167.805
TOTAL ACTIVOS	-	-	1.417.648	1.227.163	13.464.438	7.808.380	2.187.260	2.071.600	1.303.050	1.325.468	-	-	18.372.396	12.432.611

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Línea de Negocio	Distribución													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$												
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
PASIVOS CORRIENTES	-	-	623.780	919.538	3.334.504	2.042.695	703.386	547.781	261.178	299.001	-	-	4.922.848	3.809.015
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	-	-	473.165	299.790	256.809	112.159	67.341	57.279	-	-	797.315	469.228
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	-	489.583	754.987	2.575.919	1.446.134	380.500	376.721	134.150	140.045	-	-	3.580.152	2.717.887
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	-	1.957	3.755	161.954	286.177	50.186	25.303	31.207	65.585	-	-	245.304	380.820
Otras provisiones corrientes	-	-	112.125	150.498	121.990	10.594	3.072	2.839	11.517	14.854	-	-	248.704	178.785
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	20.115	10.298	1.476	-	12.819	30.612	735	2.402	-	-	35.145	43.312
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	-	-	-	-	-	-	-	147	16.228	18.836	-	-	16.228	18.983
PASIVOS NO CORRIENTES	-	-	326.306	298.112	5.281.700	2.699.977	594.961	636.504	432.701	440.183	-	-	6.635.668	4.074.776
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	-	-	2.125.530	1.109.949	470.743	503.229	378.197	382.166	-	-	2.974.470	1.995.344
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	135.217	253.113	862.795	629.388	-	-	10	294	-	-	988.022	882.795
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	156.673	54.016	-	-	-	-	-	-	156.673	54.016
Otras provisiones no corrientes	-	-	19.149	21.826	968.465	558.465	11.448	16.768	490	489	-	-	999.552	597.548
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	159.803	-	96.202	121.112	5.358	6.582	49.116	52.263	-	-	310.479	179.957
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	-	11.017	20.776	1.072.035	227.047	96.933	98.843	2.957	3.005	-	-	1.182.942	349.671
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	1.120	2.397	-	-	10.479	11.082	1.931	1.966	-	-	13.530	15.445
PATRIMONIO NETO	-	-	467.562	9.513	4.848.234	3.065.708	888.913	887.315	609.171	586.284	-	-	6.813.880	4.548.820
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	467.562	9.513	4.848.234	3.065.708	888.913	887.315	609.171	586.284	-	-	6.813.880	4.548.820
Capital emitido	-	-	486.425	44.904	2.754.051	2.346.393	4.517	4.518	161.260	-	-	-	3.406.253	2.395.815
Ganancias (pérdidas) acumuladas	-	-	(19.991)	(37.196)	(1.474.764)	(1.330.578)	156.200	161.435	393.731	203.281	-	-	(944.824)	(1.003.058)
Primas de emisión	-	-	-	-	-	-	63.814	63.832	-	-	-	-	63.814	63.832
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	(12.190)	-	-	-	-	-	-	-	(12.190)	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras resenas	-	-	1.128	1.805	3.581.137	2.049.893	664.382	657.530	54.180	383.003	-	-	4.300.827	3.092.231
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio Neto y Pasivos	-	-	1.417.648	1.227.163	13.464.438	7.808.380	2.187.260	2.071.600	1.303.050	1.325.468	-	-	18.372.396	12.432.611

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

País	Distribución													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS	31/12/2017 MUSS	30/09/2017 MUSS	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS	31/12/2017 MUSS	30/09/2017 MUSS	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES														
INGRESOS	-	-	743.599	891.330	4.846.856	3.315.252	1.284.276	1.139.557	680.108	658.069	-	-	7.554.839	6.004.208
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	734.574	877.641	4.190.379	2.720.857	1.276.675	1.132.813	676.927	654.535	-	-	6.878.555	5.385.846
Ventas de energía	-	-	708.611	836.249.000	3.594.629	2.482.066.000	1.068.868	940.938.000	646.531	613.985.000	-	-	6.018.639	4.873.238.000
Otras ventas	-	-	34	130.000	1.974	1.470.000	855	314.000	455	416.000	-	-	3.318	2.330.000
Otras prestaciones de servicios	-	-	25.929	41.262.000	593.776	237.321.000	206.952	191.561.000	29.941	40.134.000	-	-	856.598	510.278.000
Otros ingresos	-	-	9.025	13.689.000	655.677	594.395.000	7.601	6.744.000	3.181	3.534.000	-	-	675.484	618.362.000
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	-	-	(448.257)	(501.267)	(3.611.054)	(2.377.515)	(778.789)	(639.612)	(460.635)	(440.769)	-	-	(5.298.735)	(3.959.163)
Compras de energía	-	-	(401.588)	(458.708.000)	(2.601.300)	(1.642.733.000)	(593.483)	(469.722.000)	(436.455)	(417.788.000)	-	-	(4.032.826)	(2.988.931.000)
Consumo de combustible	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos de transporte	-	-	(18.639)	(3.097.000)	(434.820)	(161.494.000)	(128.089)	(118.840.000)	-	-	-	-	(581.548)	(283.431.000)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	-	(28.030)	(39.462.000)	(574.934)	(573.288.000)	(57.217)	(51.050.000)	(24.180)	(23.001.000)	-	-	(684.361)	(686.801.000)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	-	-	295.342	390.063	1.235.002	937.737	505.487	499.945	219.473	217.300	-	-	2.255.304	2.045.045
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	28.358	39.948	58.213	51.642	19.485	13.367	6.920	5.006	-	-	112.976	109.963
Gastos por beneficios a los empleados	-	-	(134.478)	(208.558)	(242.042)	(217.508)	(52.256)	(47.436)	(25.433)	(25.797)	-	-	(454.209)	(499.299)
Otros gastos, por naturaleza	-	-	(65.156)	(122.465)	(388.037)	(326.357)	(84.332)	(76.424)	(35.536)	(30.036)	-	-	(573.061)	(555.282)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	-	-	124.066	98.988	663.136	445.514	388.384	389.452	165.424	166.473	-	-	1.341.010	1.100.427
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(30.336)	(16.663)	(222.726)	(169.353)	(90.703)	(77.504)	(39.172)	(37.513)	-	-	(382.937)	(301.033)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	-	-	(23.267)	(26.169)	(64.988)	(71.903)	(5.149)	(3.220)	(4.070)	(3.528)	-	-	(97.474)	(104.820)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	-	-	70.463	56.156	375.422	204.258	292.532	308.728	122.182	125.432	-	-	860.599	694.574
RESULTADO FINANCIERO	-	-	68.673	(132.984)	(194.884)	(235.949)	(43.623)	(42.740)	(16.135)	(18.112)	-	-	(185.969)	(429.785)
Ingresos financieros	-	-	18.131	24.011	131.894	66.626	9.133	7.793	3.502	3.987	-	-	162.660	102.417
Efectivo y otros medios equivalentes	-	-	3.672	13.469	10.834	5.068	4.446	4.389	511	916	-	-	19.463	23.842
Otros ingresos financieros	-	-	14.459	10.542	121.060	61.558	4.687	3.404	2.991	3.071	-	-	143.197	78.575
Costos financieros	-	-	(94.732)	(158.256)	(317.381)	(297.911)	(51.877)	(50.115)	(19.831)	(22.036)	-	-	(483.821)	(528.318)
Préstamos bancarios	-	-	(76)	(38)	(73.214)	(44.756)	(10.128)	(12.282)	(1.413)	(2.284)	-	-	(84.831)	(59.360)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	-	-	(54.301)	(26.466)	(28.400)	(23.885)	(18.768)	(17.732)	-	-	(101.469)	(88.033)
Otros	-	-	(94.656)	(158.218)	(189.866)	(226.689)	(13.349)	(13.948)	350	(2.020)	-	-	(297.521)	(400.875)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	139.209	-	-	-	-	-	-	-	-	-	139.209	-
Diferencias de cambio	-	-	6.065	1.261	(9.397)	(4.664)	(879)	(418)	194	(63)	-	-	(4.017)	(3.884)
Positivas	-	-	13.792	1.586	142.682	17.892	3.791	951	1.433	1.462	-	-	161.698	21.881
Negativas	-	-	(7.727)	(325)	(152.079)	(22.556)	(4.670)	(1.369)	(1.239)	(1.515)	-	-	(165.715)	(25.765)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	-	-	-	-	-	(9)	-	-	-	-	-	(9)	-
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	-	101	391	-	9	97	(6)	651	-	-	394	849
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	44	-	-	9	-	-	-	-	-	9	44
Resultados en Ventas de Activos	-	-	-	57	391	-	-	97	(6)	651	-	-	385	805
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	-	-	139.136	(76.727)	180.929	(31.691)	248.909	266.085	106.041	107.971	-	-	675.015	265.638
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	-	-	(61.669)	(16.430)	(51.603)	62.854	(92.964)	(108.011)	(32.357)	(33.696)	-	-	(238.593)	(95.283)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	-	-	77.467	(93.157)	129.326	31.163	155.945	158.074	73.684	74.275	-	-	436.422	170.355
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	-	-	77.467	(93.157)	129.326	31.163	155.945	158.074	73.684	74.275	-	-	436.422	170.355

País	Distribución													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS	31/12/2017 MUSS	30/09/2017 MUSS	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS	31/12/2017 MUSS	30/09/2017 MUSS	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS	30/09/2018 MUSS	30/09/2017 MUSS
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO														
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	-	-	23.003	21.467	(81.671)	106.493	213.291	211.496	120.044	96.789	-	-	274.667	436.245
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-	-	(44.244)	(64.939)	(286.550)	(468.934)	(238.329)	(180.602)	(71.427)	(68.744)	-	-	(640.550)	(783.219)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	-	-	(75)	(38)	614.175	305.004	(15.112)	(102.047)	(93.396)	(40.538)	-	-	505.592	162.381

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

35. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS

35.1 Garantías directas

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos			Saldo pendiente al			Liberación de garantías					
	Nombre	Relación		Tipo	Moneda	Valor Contable	Moneda	30/09/2018	31/12/2017	2018	Activos	2019	Activos	2020	Activos
Mitsubishi Corporation	Enel Generación Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	MUS\$	8.218	MUS\$	56.391	53.161	-	-	-	-	-	
Varios Acreedores	Enel Distribución Río S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas corrientes	MUS\$	17.704	MUS\$	227.761	105.335	-	-	-	-	-	
Varios Acreedores	Enel Distribución Ceará S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas corrientes	MUS\$	15.300	MUS\$	62.576	106.854	-	-	-	-	-	
Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social	Enel Cien	Acreedor	Hipoteca, Prenda y otros	Cobranzas corrientes	MUS\$	213	MUS\$	2.365	4.074	-	-	-	-	-	
Varios Acreedores	Enel Distribución Gólas S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas corrientes	MUS\$	23.711	MUS\$	103.309	154.954	-	-	-	-	-	
Varios Acreedores	Eletropaulo	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas corrientes	MUS\$	45.344	MUS\$	906.509	-	-	-	-	-	-	
Varios Acreedores	Enel SudEste	Acreedor	Prenda sobre acciones	Real	MUS\$	778.266	MUS\$	1.205.297	-	-	-	-	-	-	

Al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos asciende a MUS\$8.218 y MUS\$26.156, respectivamente (ver Nota 18.e.ii). Enel Américas es codeudor solidario de los bonos locales de Enel Generación Chile, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2018 asciende a M\$333.553.916 (MUS\$504.311).

Al 30 de septiembre de 2018, Enel Américas tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de MUS\$115.554.912 (MUS\$84.423.377 al 31 de diciembre de 2017).

35.2 Garantías Indirectas

Tipo	Nombre del Contrato	Fecha de Término	Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Saldo pendiente al		
				Nombre	Relación		Moneda	30/09/2018	31/12/2017
Solidario	Bonos Serie H	Octubre 2028	Bonistas Programa de Bonos Endesa Chile	Enel Generación Chile S.A.	Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas) (1)	Codeudor Solidario	MUS\$	74.255	96.857
Solidario	Bonos Serie M	Diciembre 2029	Bonistas Programa de Bonos Endesa Chile	Enel Generación Chile S.A.	Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas) (1)	Codeudor Solidario	MUS\$	468.330	431.524
Solidario	NP BRADESCO 1ª Emissão	Marzo 2019	BRADESCO	Enel Brasil	Enel Américas	Codeudor Solidario	MUS\$	1.023.988	-
Solidario	NP CS 1ª Emissão - 1ª Série	Diciembre 2019	BANCO CREDIT SUISSE BRASIL S.A.	Enel Sudeste	Enel Brasil/Enel Américas	Codeudor Solidario	MUS\$	51.289	-
Solidario	NP CS 1ª Emissão - 2ª Série	Diciembre 2019	BANCO CREDIT SUISSE BRASIL S.A.	Enel Sudeste	Enel Brasil/Enel Américas	Codeudor Solidario	MUS\$	641.115	-
Solidario	NP JP 1ª Emissão - 2ª Série	Diciembre 2019	BANCO J.P MORGAN S.A.	Enel Sudeste	Enel Brasil/Enel Américas	Codeudor Solidario	MUS\$	512.892	-
Total								2.771.869	528.381

(1) Al dividirse el emisor original, Endesa Chile (hoy Enel Generación Chile S.A.), y de acuerdo al contrato de deuda, todas las sociedades que surjan de la división son solidariamente responsables, sin perjuicio de que la obligación de pago la mantiene Enel Generación Chile S.A. Luego de la fusión, Enel Américas asumió la responsabilidad solidaria de Endesa Américas.

35.3 Litigios y arbitrajes

A la fecha de preparación de estos Estados financieros consolidados intermedios, los litigios más relevantes de Enel Américas y sus subsidiarias son los siguientes:

El Servicio de Impuestos Internos (SII) efectuó una revisión normal correspondiente al año comercial 2012 (AT 2013). Con fecha 04 de septiembre 2015, notificó liquidación de impuestos por diferencia del impuesto adicional, basado en el artículo 74 de la Ley de la Renta, justificando su posición en que una modificación del FUT implicaría una modificación de la base del impuesto adicional. La compañía señala que el SII aceptó la rectificatoria y la declaración de renta hecha por ella, con lo cual aceptó los impuestos declarados. Con fecha 23 de diciembre 2015, Enersis presentó reclamo tributario ante los Tribunales Tributarios y Aduaneros (TTA), alegando que la obligación tributaria se encuentra cumplida a cabalidad, pues el impuesto adicional enterado en forma provisoria mensualmente fue solucionado en su totalidad cuando se realizó la rectificatoria de renta con fecha 8 de mayo de 2014, el cual incluyó la rectificación del FUT, y por medio de la cual se solucionó y enteró en forma total la obligación tributaria. Se dictó sentencia desfavorable y en enero 2018 la compañía presentó apelación. Con fecha 12 de septiembre 2018, se alegó la causa ante la Corte de Apelaciones, está pendiente el fallo de segunda instancia. Cuantía MCLP\$ 6.354.280. MUS\$ 9.607. Probabilidad de Pérdida: Posible.

En Argentina: Síntesis del Litigio: Edesur S.A. promovió reclamo administrativo contra el Estado nacional por los perjuicios derivados del incumplimiento del Contrato de Concesión desde el 1 de noviembre de 2005 hasta el 31 de enero de 2017. Los daños a indemnizar derivan del incumplimiento por parte del Estado Nacional, en su condición de concedente del servicio público de distribución eléctrica, de las obligaciones establecidas en el Contrato de Concesión del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica celebrado con EDESUR otorgado por Decreto N° 714/1992, según los términos resultantes del Acta Acuerdo de Adecuación del Contrato de Concesión del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica suscripta con fecha 15 de febrero de 2006 ratificada mediante Decreto N° 1959/2006. Los perjuicios reclamados tienen origen en el incumplimiento de: (i) la obligación de trasladar a tarifa las "variaciones reales" de los costos de la Distribuidora o en su defecto reconocer a la Distribuidora ingresos equivalentes a lo que hubiese resultado del traslado a tarifa de dichos reales mayores costos, desde la firma del Acta Acuerdo hasta la entrada en vigencia de la Resolución ENRE N°64/2017.

Partes: Edesur S.A. –Reclamante- y Estado Nacional – Secretaría de Gobierno de Energía (Ex Ministerio de Energía de la Nación) –Reclamado-.

Autoridad interviniente: Secretaría de Gobierno de Energía (Ex Ministerio de Energía de la Nación).

N° Expte.: EX2018-36261387-APN-DGDO#MEN.

Monto: \$ 48.114.773.121 equivalente a US\$ 1.207.533.436.

Novedades último trimestre: Inicio de trámite administrativo con fecha 31 de julio de 2018.

a) Juicios pendientes subsidiarias:

Colombia:

1. En demanda de Acción de Grupo, promovida contra EMGESA S.A. ESP por el ciudadano JOSE RODRIGO ALVAREZ y cerca de otras 1,400 personas todos ellos los habitantes del municipio de Garzón que cursa en el Juzgado Cuarto Civil del Circuito de Bogotá, con radicado 11001310300420120083500, se reclama que como consecuencia de la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo sus ingresos por actividades artesanales o empresariales se vieron disminuidos en un 30% de promedio sin que, al elaborarse el censo socioeconómico del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta. La cuantía es de US\$8.262.818 equivalente a COP\$24.673.189.693. El proceso no cuenta con provisión. El expediente se encuentra en etapa probatoria desde el año 2016 y no se ha realizado dictamen pericial por falta de actividad de la contraparte. Este proceso se reporta desde el año 2014 en las Notas a los Estados Financieros y Memoria de Enersis.
2. Demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho presentada por Emgesa contra la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales DIAN que cursa ante el Tribunal Administrativo del Huila. Emgesa (ex Central Betania) gozaba de un beneficio fiscal al Impuesto a la renta sobre las sociedades, conocida como "Ley Páez", la cual estableció la liberación de impuestos a las sociedades situadas en un área específica que sufrió una catástrofe. Las autoridades fiscales de Colombia (DIAN) impugnaron el método utilizado por Emgesa para determinar la base gravable del impuesto a la renta utilizando este beneficio. Básicamente,

la DIAN entiende que ciertos ingresos de Emgesa, tales como ajustes por inflación y el resultado no operacional, no califican para esta exención por no estar relacionadas con la actividad de generación eléctrica. Sin embargo, Emgesa entiende que, de acuerdo con la Ley, este beneficio especial se aplica a la empresa como entidad y no sólo a ciertos ingresos de la compañía. El Tribunal Administrativo confirmó sanción de inexactitud sin analizar diferencia de criterios ni definir el hecho sancionable. Por lo anterior, el 10 de agosto de 2017, radicamos la apelación reiterando que el beneficio recae sobre la empresa y la ley no discrimina su aplicación cuando se trata de ingresos no operacionales. Se pusieron en consideración nuevos fallos del Consejo de Estado que soportan la posición de la Compañía. Se insistió en que existe una diferencia de criterio y por lo tanto se debe levantar la sanción de inexactitud. El 22 de septiembre de 2017 el proceso fue repartido en el Consejo de Estado donde surtirá la segunda instancia. El 24 de noviembre de 2017, nuestros abogados presentaron los argumentos de cierre y en enero 2018 el expediente entró al despacho de magistrado para la decisión final. Sin embargo, nuestros abogados mantuvieron la probabilidad de pérdida en 30%. La cuantía total de este litigio se estima en Col \$ 117.113 millones (aproximadamente MUS\$39.220).

3. Demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho presentada por Emgesa contra La Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR), expedientes: 25000232400020050147601, 25000232400020060083301 y 25000232400020100020201. La CAR mediante Resoluciones 506, de 28 de marzo de 2005, y 1189, de 8 de julio de 2005, impuso a Emgesa, la EEB y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá (EEAB) la ejecución de unas obras en el embalse de El Muña. Emgesa interpuso demanda en contra de dichas resoluciones buscando su nulidad. En cuanto al estado procesal, se dictó sentencia de primera instancia rechazándose la nulidad de estas resoluciones. Se interpusieron recursos de apelación por Emgesa, EEB y EEAB, los que en la actualidad se encuentran pendientes de resolverse. Existe además una acción paralela, de Nulidad y Restablecimiento iniciado por Emgesa en contra de la CAR, pretendiendo la nulidad del artículo 2º de la Resolución 1318 de 2007 y el artículo 2º de la Resolución 2000 de 2009, por medio de los cuales se impuso a Emgesa la implementación de un “Plan de Contingencia” y la realización de un estudio de “Calidad del Aire” ante la eventual suspensión del bombeo de aguas del embalse, pretendiendo que los mencionados actos administrativos sean anulados por la imposibilidad técnica de adelantar el estudio de “Calidad del aire” y la implementación del “Plan de contingencia”. En esta acción paralela se presentó dictamen pericial de contador, el que fue favorable para la empresa del cual se solicitó aclaración por parte de Emgesa, aclaración que también resultó favorable. Se ha designado por el Tribunal el segundo perito, quien ha tomado posesión del cargo. Estamos a la espera de que rinda el dictamen pericial. La cuantía involucrada en este litigio es indeterminada.
4. En demanda de Acción Popular que cursa en el Tribunal Administrativo del Huila con radicado 41001233300020140052400 contra EMGESA S.A. ESP, - NACION -MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO Y MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, COMEPEZ Y OTRAS empresas piscícolas y pescadores artesanales solicitan la protección de los derechos colectivos y de medio ambiente sano, salubridad pública, seguridad alimentaria, y seguridad y prevención de desastres técnicamente previsibles y que se ordene a las entidades realizar de manera inmediata medidas correctivas y preventivas necesarias para que cese el peligro inminente de una mortalidad masiva en los proyectos piscícolas del embalse Betania, con ocasión del llenado del embalse y la operación de El Quimbo. Este proceso no tiene una cuantía por tratarse de una acción e protección a derechos colectivos, así mismo no está provisionado. El proceso se encuentra al despacho para sentencia desde el 18 de junio de 2018. En las pruebas las autoridades ambientales ANLA y CAM presentaron en conjunto un informe en donde indican que la Empresa cumplió con las obligaciones impuestas por el Tribunal dentro de la medida cautelar. Aunque este proceso no tiene cuantía se reporta porque genera un riesgo para la operación de la Central y porque en su momento la medida cautelar impedía el llenado del embalse El Quimbo, medida que fue modificada pero aún no ha sido levantada y hoy la Central está en operación.
5. Acción de Grupo en contra de Codensa SA presentada por varios Conjuntos Residenciales entre ellos CENTRO MEDICO DE LA SABANA, la cual cursa ante el Juzgado Primero Administrativo de Bogota D.C. bajo el radicado 11-001-33-34-001-2014-00056-00, donde pretenden que esta empresa les devuelva lo que supuestamente se les ha cobrado en exceso por no aplicar el beneficio tarifario que según ellos les correspondería como usuarios pertenecientes al Nivel de Tensión Uno y propietarios de la infraestructura, según lo establece la Resolución 082 de 2002, modificada por la resolución 097 de 2008. En cuanto al estado procesal, Codensa procedió a contestar la demanda rechazándola en todas sus partes. Se llevó a cabo audiencia de conciliación entre las partes, sin éxito. Se ha dictado auto de pruebas el 15 de mayo de

2018 y se negó la inclusión de nuevos demandantes. El proceso está en etapa probatoria. La cuantía estimada para este litigio aproximadamente es Col \$ 337.000 millones (aproximadamente MUS\$112.858).

6. Acción popular de Henry Andrew Barbosa contra CODENSA y la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos del Distrito Capital de Bogotá (UAESP) expediente 2009-0069 Juzgado Décimo Administrativo de Bogotá DC y Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho de CODENSA SA ESP contra la UAESP expediente 2018-00718 que cursa ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca. Mediante el fallo de acción popular se ordenó que CODENSA y la UAESP re liquidaran el Convenio de Alumbrado Público de 1997 suscrito entre ellas, por cuanto se determinó que habían 8.661 luminarias menos de las que Codensa efectivamente consideró en su facturación. Las partes acordaron en el año 2014 la reliquidación y realizaron una transacción para los periodos 1998 a 2004 quedando una obligación a pagar de CODENSA a la UAESP de Col \$ 14.433 millones (aproximadamente MUS\$4.833). Mediante auto de 1° de junio de 2017, el Juzgado se negó a considerar el mencionado acuerdo y, en su lugar, ordenó a la UAESP que realizara la liquidación unilateral. En cumplimiento de lo ordenado, la UAESP expidió la Resolución No. 000730 del 18/12/2017, donde determinó que CODENSA debía cancelar Cop\$113.082.millones (Aprox. MUS\$37.870). Estado Actual del Proceso: Actuaciones Admirativas y/o Judiciales: 1.- Se demandó la Nulidad y Restablecimiento del Derecho en contra de la UAESP, proceso que está en etapa de notificaciones. 2.- La UAESP inicio el cobro ejecutivo, pero con la admisión de la demanda el cobro está suspendido. 3. CODENSA SA ESP realizó un pago por valor de Cop\$24.400 millones (MUS\$8.171) que es el que consideramos deber según los acuerdos del año 2014. Finalmente la demanda de nulidad tiene una cuantía aproximada de Cop \$88.698 millones (MUS\$29.704). Esta suma no está provisionada.
7. El pasado 4 de diciembre de 2017 se notifica a ENEL AMERICAS S.A. la intención del Grupo Energía de Bogotá de someter las diferencias surgidas entre las partes sobre la distribución de utilidades del ejercicio 2016 para EMGESA y CODENSA conforme a lo reglado por el Acuerdo Marco de Inversión –AMI. El demandante fundamenta sus pretensiones en que ENEL actúa en contra de sus propios actos al votar por una distribución de utilidades del 70%, dado que entiende que esta proporción corresponde a “todas las utilidades disponibles de acuerdo a las buenas prácticas comerciales”. La conducta de ENEL viola lo dispuesto en la cláusula 3.8. del AMI que regula la forma de distribución de utilidades obligando a las partes a votar favorablemente la distribución de todas (\$100%) las utilidades que sean posibles de distribuir durante cada ejercicio. Las pretensiones buscan la declaratoria de incumplimiento de ENEL al AMI y como consecuencia se distribuyan el 100% de las utilidades del ejercicio 2016 para cada empresa. Cuantía: para CODENSA SA ESP la suma de COP \$63.619.000.000 (Aprox. MUS\$21.305). Que corresponden a la suma dejada de percibir como consecuencia del reparto parcial de utilidades. Para EMGESA SA ESP la suma de COP\$ 82.820.000.000 (Aprox. MUS\$27.736). Que corresponden a la suma dejada de percibir como consecuencia del reparto parcial de utilidades. Estado actual: Estando fijada la fecha para la instalación del Tribunal el GEB decide retirar la demanda para realizar reformas, incluir a las empresas filiales y nuevos temas, forzando una acumulación con otras 17 solicitudes de trámite arbitral que están en curso. La demanda nueva esta próxima a ser notificada a ENEL AMERICAS para la conformación del Tribunal.
8. Se encuentran en curso 17 solicitudes de trámite arbitral instauradas por el socio local Grupo Energía Bogotá contra CODENSA – EMGESA donde se busca la nulidad de Actas de Junta Directiva y Asamblea General de Accionistas planteando los siguientes argumentos: i) Conflictos de Interés 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 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.

Perú:

9. En Perú, la SUNAT (Superintendencia Nacional de Aduanas y Administración Tributaria), autoridad fiscal, cuestionó a Enel Generación Perú S.A.A. (antes denominada Edegel) en el año 2001, a través de Resoluciones de Impuestos y Multa, la deducción como gasto, de la depreciación que correspondía a parte del mayor valor asignado a los activos en la tasación realizada con motivo de su revaluación voluntaria en el año 1996. El valor rechazado de la tasación es el referido a los intereses financieros durante la etapa de construcción de las centrales de generación. La posición de la SUNAT es que Enel Generación Perú S.A. no ha acreditado fehacientemente que fuera necesario obtener un financiamiento a fin de construir las centrales de generación que se revaluaron, ni que dicho financiamiento hubiese sido efectivamente incurrido. La posición de Enel Generación Perú S.A. es que la SUNAT no puede exigir tal acreditación, ya que la tasación lo que pretende es asignar al bien el valor de mercado que corresponde en la oportunidad de realización de la tasación, y no el valor histórico del mismo. En este caso, la metodología de tasación consideró que centrales de tal magnitud se construyen con financiamiento. Si la SUNAT no estaba de acuerdo con la valoración debió oponer su propia tasación, lo que no ocurrió.

Respecto del período 1999: El 2 de febrero de 2012, el Tribunal Fiscal ("TF") resolvió el litigio del año 1999, a favor de Enel Generación Perú S.A.A por dos centrales y en contra respecto de cuatro centrales, en base al argumento de que sólo por las dos primeras se acreditó que hubo financiamiento. El TF ordenó a la SUNAT recalcular la deuda según el criterio expuesto. Enel Generación Perú S.A. pagó la deuda reliquidada por SUNAT en junio 2012, por el equivalente a S/ 37.710.175 (MUS\$11.434), la cual tendrá que ser devuelta en caso se obtenga un resultado favorable en los siguientes procesos iniciados por Enel Generación Perú S.A.:

i) Demanda ante el Poder Judicial ("PJ") contra lo resuelto por el TF, interpuesta en mayo 2012, contra la SUNAT y el TF (correspondería devolución total).

ii) Apelación parcial contra la resolución de cumplimiento de SUNAT, en base a que el recalcule es incorrecto, interpuesta en julio 2012 (correspondería devolución parcial).

Judicial: En febrero 2017, Enel Generación Perú S.A.A. fue notificada con una resolución que declara improcedente la demanda de la empresa pues la resolución de la SUNAT tenía por objeto ejecutar una resolución anterior (RTF N° 6686-4-2004) la cual no fue demandada y por tanto no es posible emitir un pronunciamiento. En ese mismo mes, Enel Generación Perú S.A.A. interpuso recurso de apelación, argumentando que el PJ distorsionó las pretensiones de la demanda. En enero de 2018, se dio a conocer el dictamen fiscal, el mismo que señala que la sentencia de primera instancia debe ser declarada nula debido a que no se pronunció respecto de la pretensión planteada. En marzo de 2018, Enel Gx Perú S.A.A. recibió la resolución de la Corte que declaró la nulidad de la resolución del Poder Judicial y ordenó emitir un pronunciamiento sobre la pretensión de la demanda. En junio de 2018, el expediente fue remitido al Juzgado y se programó el informe oral para el 19 de julio de 2018. En agosto de 2018, Enel Gx Perú presentó su informe oral. En septiembre de 2018, Enel presentó los alegatos finales escritos.

Administrativo: En abril de 2017, el TF emitió fallo en contra de Enel Generación Perú S.A.A., declarando infundado la apelación en contra del cálculo efectuado por la SUNAT, en orden a cumplir con la resolución del TF (RTF N° 01516-4-2012), indicando que la SUNAT ha cumplido con el pronunciamiento del TF. El fondo de esta reclamación de esta reclamación se está discutiendo en el PJ.

Respecto del período 2000 y 2001: El criterio adoptado respecto al período 1999, fue replicado para los períodos 2000 y 2001, por lo que Enel Generación Perú S.A.A. pagó S/ 18.785.628(US\$5.695.483 y provisionó S/ 645.375 (US\$195.667).

Judicial: En febrero 2016, Enel Generación Perú S.A.A. presentó una demanda contra SUNAT y el TF ante el PJ contra la decisión del TF (Resolución 15281-8-2014), con el fin de revocar parcialmente el criterio establecido, en la parte que el TF estableció que la SUNAT debe aplicar lo resuelto por la apelación respecto al Impuesto a la Renta del año tributario 1999, omitiendo efectuar cualquier otro pronunciamiento. En el mismo mes, el PJ admitió la demanda de Enel Generación Perú S.A.A. En marzo de 2016, el TF y SUNAT respondieron a la demanda señalando que el PJ debe fallar en contra de Enel Generación Perú S.A.A., pues la resolución no "causa estado", debido a que el TF no se pronunció sobre el concepto en disputa. En

el mismo mes de marzo, Enel Generación Perú S.A. fue notificada con la corrección de errores del procedimiento (Resolución de Saneamiento Procesal). En junio de 2016, Enel Generación Perú S.A. fue notificada con la Opinión del Fiscal de Distrito del Ministerio Público. En el mismo mes, Enel Generación Perú S.A.A. fue requerida para proporcionar informe oral. En septiembre 2016, rindió el Informe Oral. En marzo de 2018, el Poder Judicial emitió una resolución declarando infundado el reclamo de la demanda, y falló a favor de Enel Generación Perú S.A.A. en orden a no aplicar intereses en los anticipos de marzo a diciembre de 2001. En el mismo mes, Enel Gx Perú presentó una apelación, por la parte desfavorable. En agosto de 2018, Enel Generación Perú S.A.A respondió la apelación de la SUNAT.

En Agosto de 2017, Enel Generación Perú S.A.A. fue notificada con la Resolución de Cumplimiento, emitida considerando el pronunciamiento del TF por el período de 1999, mediante la cual la SUNAT procedió a reliquidar la deuda tributaria por el período de 2000-2001. Según SUNAT, la deuda tributaria actualizada de Enel Generación Perú S.A.A. ascendía a S/ 220MM, por concepto de IR anual del 2000, su multa vinculada, y pagos a cuenta por el ejercicio 2001. Asimismo, los créditos a favor de la empresa actualizados ascendían a S/ 22MM, por el IR 2001. En septiembre 2017, Enel Generación Perú fue notificada con una Resolución, mediante la cual SUNAT corrige la resolución de Cumplimiento de Agosto de 2017, señalando que había aplicado un factor de actualización incorrecto a la deuda tributaria liquidada, lo que se generaba que la deuda tributaria liquidada por SUNAT sea S/ 190 MM y no S/ 220 MM. En septiembre de 2017, Enel Generación Perú presentó recurso de apelación contra la mencionada Resolución de Cumplimiento. En Julio de 2018, Enel Gx Perú presentó argumentos por escrito.

Las próximas actuaciones.

Respecto de 1999: El proceso administrativo ha concluido. Es importante considerar que en la demanda judicial de Enel Generación Perú S.A.A.se está discutiendo el fondo del asunto. .Se espera que el PJ emita una nueva resolución.

Respecto de 2000 y 2001: Se espera que el TF emita la correspondiente resolución. Se espera que la Corte Superior se pronuncie sobre la apelación de Enel Generación Perú S.A.A. La cuantía total de este litigio se estima en S/ 73 millones (aproximadamente MUS\$22.132).

10. La SUNAT desconoció a Enel Distribución Perú S.A. (antes denominada Edelnor) las pérdidas comerciales de energía, reconocidas por la compañía entre los años 2006 al 2010, equivalentes al 2% aproximadamente del total comprado y energía autogenerada, por lo que cuestionó el costo de venta de esa energía determinado por Enel Distribución Perú S.A., según la SUNAT, sobre la base de un delito de robo de energía que no fue establecido por los tribunales de justicia. La posición de la SUNAT es que la inviabilidad de la acción judicial sólo puede demostrarse a través de un Reporte Policial y de una Resolución, debidamente motivada, emitida por el Fiscal General (Ministerio Público) que declara el archivo, definitivo o provisorio, de la acción criminal por robo de energía. El (TF) ha emitido algunas sentencias que establecen que dicha resolución es necesaria. La posición de Enel Distribución Perú S.A. es que la ley no establece un mecanismo específico sobre cómo se demostrará la inviabilidad de una acción judicial, por lo que es posible presentar cualquier evidencia disponible, apropiada y razonable para esta situación (revisión libre de la prueba). Enel Distribución Perú S.A. eligió para demostrar que era inútil perseguir estos delitos mediante acciones legales, los informes producidos por ingenieros especializados, informes emitidos por la Dirección General de Electricidad (DGE) del Ministerio de Energía y Minas y por OSINERGMIN (Regulador), demostrando que no tenía sentido ir al PJ y enjuiciar un delito que sería inútil debido a que los autores del crimen, la ocurrencia exacta de robo, el lugar concreto en el que se produce y la cantidad robada en cada oportunidad no pudieron ser identificados. El TF ha permitido este tipo de acreditación en caso de robo en la distribución de agua (una empresa similar a la distribución de electricidad) y no ha señalado que la resolución emitida por el Fiscal General (Ministerio Público) es la única evidencia admisible que demuestra la inutilidad de la prosecución de la acción judicial.

La evolución del proceso es:

Para el año 2006: El TF falló en contra de Enel Distribución Perú S.A., en la apelación, aunque estuvo de acuerdo con la posición de ésta sobre el fondo de la cuestión controvertida. Por tanto, el TF confirmó el reparo después de concluir que Enel Distribución Perú S.A. no demostró la cantidad de pérdidas comerciales atribuibles al robo. Tal conclusión se deriva del hecho de que la pérdida de energía comercial

no está exclusivamente compuesta por energía robada, sino que también por energía perdida debido a otras razones, tales como errores de medición, errores de facturación y errores en la estimación de pérdidas físicas. Debido a la ejecución inmediata de la sentencia del TF, Enel Distribución Perú S.A.A. pagó la deuda en su totalidad a la SUNAT por un monto total de S/14.516.828 (MUS\$ 4.401). En febrero 2013, Enel Distribución Perú S.A.A. presentó un recurso contra la SUNAT y el TF ante el PJ, solicitando la nulidad y exigiendo la deducción del 100% de la pérdida de energía comercial, con el sustento que, a pesar de las pérdidas de energía comerciales pueden teóricamente componerse de los errores indicados; en 2006 durante la Inspección de la propia Administración, se estableció que el 100% de la pérdida comercial consistió en el robo de energía. En junio 2014, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada de las conclusiones del fiscal de distrito (Dictamen Fiscal). En agosto de 2014, Enel Distribución Perú S.A.A. rindió Informe Oral (Informe oral) y presentó los argumentos finales escritos. En octubre 2014, Enel Distribución Perú S.A. fue notificada de la Resolución del PJ en su contra; y en noviembre de 2014, presentó su apelación. En junio 2015, la Corte resolvió el recurso, declarando la nulidad de la resolución y ordenó que se debe emitir una nueva resolución. En diciembre de 2015, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con una resolución mediante la cual el PJ falló nuevamente en su contra y en ese mismo mes, se presentó una apelación. En enero de 2017, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada de la Resolución mediante la cual la Corte dictaminó parcialmente a favor de Enel Distribución Perú, ordenando a la SUNAT que solicitaran documentación de apoyo, para demostrar la pérdida de energía comercial atribuible al robo. En enero 2017, tanto SUNAT y Enel Distribución Perú interpusieron un recurso de casación ante la Corte Suprema de Justicia. En enero de 2018, Enel Dx Perú recibió notificación de la resolución que declaró rechazado su recurso extraordinario (casación) y admitido el recurso extraordinario de la SUNAT. En junio 2018, Enel Dx Perú fue notificada con la resolución de la Fiscalía Suprema (Ministerio Público) donde señalan que el recurso de casación presentado por SUNAT debiera ser declarado infundado. En septiembre de 2018, Enel Distribución Perú proporcionó un informe oral y presentó los argumentos de cierre por escrito.

Para los años 2007 y 2008: Teniendo en cuenta el resultado obtenido en 2006 para el impuesto a la renta, la empresa inició una nueva estrategia de defensa: (i) en teoría, las pérdidas de energía comerciales pueden estar compuestas de errores de medición, facturación y de estimación de pérdidas físicas, (ii) dado que tales pérdidas se determinan por "sustracción" (la energía que entró en el sistema "menos" la energía suministrada a los clientes y "menos" la pérdida física de la energía), la pérdida de energía comercial puede de hecho, estar integrada por dichos errores sólo en casos de una sub-medición o sub-facturación o subestimación de las pérdidas físicas, (iii) si no existen tales errores, la cantidad que se muestra como pérdida de energía comercial se compone sólo de pérdidas por robo, (iv) durante la inspección, la SUNAT revisó tanto la facturación y el informe de la pérdida física y no hizo ningún cuestionamiento ni investigación respecto de ellos; por lo tanto, en este punto, los errores de facturación o los errores de estimación de pérdidas físicas no se pueden argumentar por la SUNAT como parte de la pérdida de energía comercial, (v) con respecto a los errores de medición, siendo la distribución de energía eléctrica de un negocio regulado, los márgenes de este tipo de errores son mínimos.

Para el año 2007: Enel Distribución Perú S.A.A. presentó pruebas de que una pequeña cantidad de pérdida fue atribuible a sub-medición. Entonces, las pérdidas comerciales de energía consistían principalmente en robo (95%) y, en menor medida (5%), a errores de medición. Enel Distribución Perú S.A. dio informe oral y presentó alegatos. La apelación se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.

Para el año 2008: Enel Distribución Perú S.A.A. presentó pruebas que demostraron un exceso de medición. Por ende, las pérdidas de energía comerciales eran solo robo. Para estos 2 años, Enel Distribución Perú S.A.A. proporcionó Informe Oral al TF y presentó los argumentos finales escritos. La apelación se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.

Para el año 2009: SUNAT objetó la deducción de las pérdidas de energía comercial, bajo las mismas razones de los años anteriores. En noviembre de 2013, Enel Distribución Perú S.A.A. presentó una reclamación, en la que además de reiterar las razones por las que la pérdida comercial de energía es deducible, proporcionó evidencia que demostró que la pérdida de energía comercial consistía principalmente de robo (93%) y, en menor medida (7%), de errores de medición. En junio de 2014, la SUNAT solicitó información sobre los detalles del cálculo de la "pérdida de energía estándar". En julio 2014, Enel Distribución Perú S.A.A. dio respuesta a los puntos solicitados por la SUNAT. En agosto 2014, la SUNAT notificó a Enel Distribución Perú S.A. con la Resolución que se pronunció sobre el reclamo de ésta última. En dicha resolución, la SUNAT revocó el reparo correspondiente a la pérdida de energía comercial en la

parte que se refiere a la pérdida estándar de energía comercial, confirmándolo en la parte correspondiente al exceso de dicha cantidad. En septiembre de 2014, Enel Distribución Perú S.A.A. pagó la deuda mantenida con la SUNAT por un valor S/ 5,3 millones (MUS\$1.607), este monto incluye intereses moratorios por pagos a cuenta y multas. Se presentó su apelación ante el TF, la misma que se encuentra pendiente de resolución.

Para el año 2010: SUNAT sólo objetó la deducción de las pérdidas de energía comerciales en la parte correspondiente al exceso de la pérdida estándar de energía comercial. En julio de 2015, Enel Distribución Perú S.A.A. pagó la deuda mantenida por la SUNAT de un valor S/ 5,1 millones (MUS\$1.546) incluye tributos, intereses moratorios de pago de cuenta más multas respectivas. Se presentó reclamación ante la SUNAT. En abril de 2016, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada de la Resolución de la SUNAT, que mantiene los reparos, y en el mismo mes se interpuso un recurso de apelación.

Para el año 2011: SUNAT también objetó la deducción de las pérdidas de energía comerciales en la parte correspondiente al exceso de la pérdida estándar de energía comercial. En julio de 2016, Enel Distribución Perú S.A. pagó la deuda mantenida con la SUNAT por un valor de S/ 3,1 millones (MUS\$ 940) por concepto de pago a cuentas y multas con los respectivos intereses moratorios. En septiembre 2016, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con liquidaciones de impuestos y multas. En octubre 2016, Enel Distribución Perú S.A.A. presentó reclamación de los impuestos y multas. En junio de 2017, Enel Distribución Perú S.A.A. recibió resolución mediante la cual la SUNAT mantiene las objeciones levantadas. En julio de 2017, Enel Distribución Perú interpuso un recurso de apelación.

Las próximas actuaciones son:

Para el año 2006: En espera de una resolución de la Corte Suprema, que falle el recurso extraordinario de la SUNAT (casación).

Para los años 2007, 2008, 2009, 2010 y 2011: A la espera que el TF emita la resolución correspondiente.

La cuantía total por estos litigios se estima en S/ 79 millones (aproximadamente MUS\$ 23.951).

11. En 1997, Enel Generación Perú S.A. (antes denominada Edegel), Perené y Simsa entraron en un acuerdo de Joint Venture para el desarrollo de las plantas de energía Chimay y Yanango, acordando un bono para Enel Generación Perú S.A. en la cantidad US\$ 13 millones. En 1998, Enel Generación Perú S.A. firmó un contrato con su compañía controladora Generandes (en adelante, Enel Perú empresa absorbente de Generandes vía fusión) con el fin de que esta última prestara servicios de supervisión para la construcción de las plantas de energía, acordando un bono para Enel Perú en la cantidad de US\$ 13 millones. A su vez, Generandes celebró contratos con sus accionistas, Entergy Perú y Conosur, transfiriendo sus compromisos con Enel Generación Perú S.A. y acordando un bono para cada parte, en la cantidad US\$ 3 millones. La SUNAT cuestionó esta operación (i) en Enel Generación Perú S.A.: el uso del IVA como crédito fiscal que fue recargado por Enel Perú, y (ii) en Enel Perú: el gasto deducido del impuesto a la renta de la empresa y el uso del IVA como crédito fiscal que fue recargado por su accionistas. La posición de la SUNAT es que las operaciones no son reales pues Enel Perú y sus accionistas son una entidad holding que no tiene personal para prestar tales servicios. Los servicios de supervisión fueron prestados directamente por Enel Generación Perú S.A. a través de su personal. Esta posición ha sido respaldada por el TF en las Resoluciones Nos. 15281-8-2014 (caso Enel Generación Perú S.A.A.) y 11180-5-2017 (Enel Perú). Tomando en cuenta ello, Enel Perú espera que el Poder Judicial ordene que se emita un nuevo pronunciamiento, indicado que no sólo no existen los costos sino que tampoco existen ingresos. De acuerdo a esta esperada nueva determinación, se produciría un pago en exceso en el impuesto a la renta de Enel Perú, y este exceso debería compensarse con el IVA, eliminándose la contingencia para este caso.

Evolución del Proceso

El 16 de enero de 2018, Enel Perú fue notificada con la Resolución No.11180-5-2017, la misma que confirma la Resolución de Intendencia, mediante la cual la SUNAT declaró infundado el recurso de reclamación interpuesto por la compañía. En otras palabras, no se le dio la razón a Enel Perú, habiéndose agotado la vía administrativa. En febrero de 2018, Enel Perú pagó la deuda tributaria ante la SUNAT por S/ 87.054.965 (MUS\$ 26.393). En abril 2018, Enel Perú interpuso una demanda contencioso administrativa contra la indicada resolución ante el PJ. En dicho mes, la mencionada demanda fue admitida. En agosto de 2018, se tuvo por contestada la demanda por parte de SUNAT y el TF. En ese mismo mes, se declaró el

saneamiento procesal del proceso y, se remitieron los actuados al Ministerio Público para que se emita el Dictamen Fiscal. En septiembre 2018, se emitió el Dictamen Fiscal respectivo que indica que la demanda debe ser declarada infundada, y se puso a conocimiento de las partes para los descargos. La cuantía total de este litigio se estima en S/87 millones (aproximadamente MUS\$ 26.377).

12. El 5 de julio de 2016, Electroperú presentó una solicitud de arbitraje contra Enel Generación Perú S.A. por existir discrepancias relativas a la interpretación de ciertos aspectos técnicos (potencia comprometida, fecha de inicio de la segunda etapa del contrato, determinación del Precio Base del Gas) de un contrato de suministro de energía eléctrica celebrado el año 2003. La cuantía total de este litigio se estima en aproximadamente S/ 41.2 millones (aproximadamente MUS\$ 12.491). Por su parte, la controversia contiene pretensiones de Enel Generación Perú S.A. contra Electroperú por aproximadamente US\$ 18.5 millones. Los días 23, 24 y 25 de julio de 2018 se llevaron a cabo las audiencias únicas. En el 24 de agosto las partes presentaron sus alegatos finales y el proceso arbitral está expedito para que el tribunal pueda emitir su laudo.

Brasil:

13. El Ministerio Público ha presentado una Acción Civil Pública en contra Enel Distribución Ceará afirmando que el traspaso en el cobro del PIS-COFINS a los consumidores es ilegal, debiendo suspenderse dicho cobro. Además, requiere la devolución de los valores indebidamente cobrados por la concesionaria durante los últimos 5 años. No hay decisión cautelar. El 10/01/18 el litigio fue traspasado a Justicia Federal y todavía no hay decisión de primera instancia. El 30/09/18 el monto involucrado en la demanda era de US\$247.877.850 (1.001 MBRL). (Ministerio Público del estado de Ceará x Companhia Energética do Ceará – Coelce / 0800260-85.2018.4.05.8100, Justicia Federal de Ceará).
14. IPDEC ha presentado una Acción Civil Pública en contra Enel Distribución Ceará afirmando que la inclusión de los costes por hurto de energía reflejados por las distribuidoras en la tarifa es ilegal. Él requiere la exclusión de esto componente de la tarifa y la devolución de los valores indebidamente cobrados por la concesionaria. No hay decisión cautelar, tan poco decisión de primera instancia. El 30 de septiembre de 2018 el monto involucrado en la demanda era de US\$ 145.056.258 (585,9 MBRL). (Instituto de Defensa de los Consumidores – IPEDC x Companhia Energética do Ceará – Coelce / 0168166-91.2016.8.06.0001, Justicia del estado de Ceará)
15. El Ministerio Público ha presentado una Acción Civil Pública en contra Enel Distribución Ceará, Enel Generación Fortaleza y ANEEL afirmando que a) el contrato de compraventa de energía eléctrica [PPA] suscrito entre Enel Distribución Ceará y Enel Generación Fortaleza (empresas del mismo grupo económico) es ilegal, el precio de la energía contratada sería muy elevado, con excesivo coste en la tarifa de los consumidores finales, b) la revisión tarifaria hecha conducida por ANEEL desde 2002 es equivocada, pues él ha considerados datos imprecisos en el proceso. Él requiere la exclusión de estos componentes de la tarifa y la devolución de los valores indebidamente cobrados por la concesionaria. La legalidad del PPA fue confirmada en primera y segunda instancias, pero el proceso de revisión arancelario fue considerado equivocado en estas instancias. Actualmente, un recurso especial presentado por Enel Distribución Ceará es pendiente de juicio por Superior Tribunal de Justicia. El monto involucrado en la demanda es inestimable. (Ministerio Público Federal x Companhia Energética do Ceará – Coelce, Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. y ANEEL / 0001711-62.2010.4.05.8100 / REsp 1.588.415/CE, Superior Tribunal de Justicia).
16. El Ministerio Público del Trabajo ha presentado una Acción Civil Pública en contra Enel Distribución Ceará afirmando que la compañía estaría contratando a terceros para la ejecución de servicios finales (“Tercerización”), lo que sería en contrario a legislación brasileña (Enunciado 331 del TST), que solamente permitiría ejecución de servicios no esenciales por terceros. El Tribunal Superior del Trabajo dictó fallo declarando ilegal a Tercerización. Actualmente, un recurso [Embargos de Divergência] presentado por Enel Distribución Ceará es pendiente de juicio por la Sección de Negociación Colectiva (instancia revisora en Tribunal Superior del Trabajo). El monto involucrado en la demanda es inestimable. (Ministerio Público del Trabajo x Companhia Energética do Ceará – Coelce / 258200-62.2001.5.07.0001, Tribunal Superior del Trabajo).

17. Electrificadoras rurales han presentado demandas de revisión de alquiler de la red de suministro de energía en el área rural del estado de Ceará supuestamente de su propiedad. A pesar de Enel Distribución Ceará pagar regularmente el alquiler de la red a 13 electrificadoras rurales, una discusión sobre la propiedad de estos activos es pendiente de decisión, pues los mismos ya habrían sido sustituidos directamente por Enel Distribución Ceará al largo de los más de 30 años de estos contratos de alquiler.

Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú – COPERVA x Companhia Energética do Ceará – Coelce / 384620-27.2000.8.06.0001, Justicia del estado de Ceará. No hay decisión cautelar y todavía no hay decisión de primera instancia. El 30 de septiembre de 2018 el monto involucrado en la demanda era de US\$31.524.906 (127,3 MBRL).

Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú – COPERVA x Companhia Energética do Ceará – Coelce / 0045456-16.2009.8.06.0001, Superior Tribunal de Justicia. Tribunal de Justicia (segunda instancia) dictó decisión favorable a Enel rechazando el pedido de revisión del alquiler, actualmente un recurso especial presentado por COPERVA es pendiente de juicio por Superior Tribunal de Justicia (tercera instancia). El 30 de septiembre de 2018 el monto involucrado en la demanda era de US\$24.896.043 (100,6 MBRL).

Cooperativa de Energia, Telefonía e Desenvolvimento Rural – COERCE x Companhia Energética do Ceará – Coelce / 0067837-57.2005.8.06.0001, Justicia del estado de Ceará. No hay decisión cautelar y todavía no hay decisión de primera instancia. El 30 de septiembre de 2018 el monto involucrado en la demanda era de US\$33.845.127 (136,7 MBRL).

Cooperativa de Energia, Telefonía e Desenvolvimento Rural – COPERCA x Companhia Energética do Ceará – Coelce / 0041982-42.2006.8.06.0001, Justicia del estado de Ceará. No hay decisión cautelar y todavía no hay decisión de primera instancia. El 30 de septiembre de 2018 el monto involucrado en la demanda era de US\$ 29.399.336 (118,7 MBRL).

18. Fiação Nordeste do Brasil S/A – FINOBRASA (sucedida por Vicunha) ha presentado una demanda en contra Enel Distribución Ceará afirmando que el reajuste de las tarifas de energía eléctrica hecho por medio de las Portarías nº 38 y 45 (DNAEE) en febrero de 1986 son ilegales. Él requiere la declaración de ilegalidad del reajuste y que sus efectos sean reflejados en todos los reajustes posteriores y la devolución de los montos cobrados indebidamente. El Tribunal de Justicia (segunda instancia) dictó decisión declarando ilegal el reajuste hecho en 1986, pero él ha rechazado el reflejo en los demás reajustes (efecto cascada). Actualmente un recurso especial presentado por COPERVA es pendiente de juicio por Superior Tribunal de Justicia (tercera instancia). El 30/09/18 el monto involucrado en la demanda era de US\$ 20.991.534 (84,8 MBRL). (Fiação Nordeste do Brasil S/A – FINOBRASA x Companhia Energética do Ceará – Coelce / 0227271-58.2000.8.06.0001, Superior Tribunal de Justicia).

19. Enel Distribución Ceará S.A. factura al consumidor de “baja renta” (bajos ingresos) con un descuento social, lo que determina una tarifa final denominada de “baja renta”. El Estado de Ceará compensa a Enel Distribución Ceará S.A. ese descuento a título de subsidio estatal. El ICMS (equivalente al IVA chileno) es trasladado (repercutido) por Enel Distribución Ceará S.A. sobre el importe de la tarifa normal (sin el descuento). Por otro lado, el Estado de Ceará establece que el ICMS no aplica a facturaciones de entre 0 y 140 kwh. Por otra parte, Enel Distribución Ceará S.A., a efectos de calcular el importe de ICMS deducible respecto del total ICMS soportado en las compras de energía, debe aplicar la regla de “prorrata”. La regla señala que es deducible el porcentaje que representen los ingresos gravados por ICMS sobre el total de ingresos (gravados por ICMS y no gravados con ICMS). Enel Distribución Ceará S.A. considera, a efectos de su inclusión en el denominador de la prorrata, que el ingreso no gravado es el resultante de aplicar el precio de venta final de la energía (precio una vez descontado el subsidio) y la Administración sostiene que el ingreso no gravado es el precio de la tarifa normal (sin descontar el subsidio). La posición de la Administración implica un menor porcentaje de deducción de ICMS. La Hacienda entiende que en el cálculo de “Prorrata de ICMS” debería ser considerado el valor normal de la tarifa en los casos de venta de energía a “baja renta”, en lugar de la tarifa reducida que es utilizada por Enel Distribución Ceará S.A. El criterio de la Hacienda resulta en un mayor porcentaje de ICMS no recuperable, por lo que resulta un mayor ICMS a pagar. Enel Distribución Ceará S.A. sostiene que su cálculo está correcto, pues debe ser utilizado en el cálculo de “Prorrata de ICMS” el valor reducido de la tarifa, pues ese es el real valor de la operación de venta de energía (la base del ICMS es el valor de la operación de salida de la mercancía). Respecto de los

litigios por los años 2005 y 2006, existen decisiones administrativas desfavorables a Enel Distribución Ceará S.A. Respecto de los litigios por los años 2007, 2008 y 2009, los procesos administrativos terminaron con decisiones en contra de Enel Distribución Ceará S.A., pero algunos con reducción del valor por caducidad. Enel Distribución Ceará S.A. presentó acciones judiciales con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permitirá seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente las deudas tributarias. El Estado de Ceará presentó Ejecuciones Fiscales (procesos judiciales recaudatorios) para los años 2005, 2006, 2007, 2008 y 2009. Enel Distribución Ceará S.A. presentará su defensa en primera instancia judicial. Con respecto a los litigios por los años 2010 y 2011, las actas fueron recibidas en enero 2015 y enero de 2016, respectivamente, y Enel Distribución Ceará S.A. presentó su defensa en primera instancia administrativa. Las actas fueron falladas en contra de Enel Distribución Ceará S.A. por la primera instancia administrativa. Enel Distribución Ceará S.A. presentó su apelación para el año 2010 con fecha 25 de julio de 2016 y para el año 2011 el 15 de agosto de 2016, ante la segunda instancia administrativa. Las actas de impuestos emitidas para los años 2010 y 2011 fueron juzgadas en forma desfavorable a Enel Distribución Ceará S.A. en la segunda instancia administrativa. Las decisiones fueron recibidas por Enel Distribución Ceará S.A. con fecha 7 de diciembre 2016 y 8 de diciembre 2016, respectivamente. Por lo tanto, todas las actas de impuestos emitidas para los años 2005 hasta 2011 fueron falladas desfavorablemente para Enel Distribución Ceará S.A. Esta última, otorgó garantías bancarias para obtener el Certificado de Regularidad tributaria. El Estado de Ceará presentó el respectivo proceso de cobro. Enel Distribución Ceará S.A. presentará su defensa ante primera instancia judicial. El Estado de Ceará levantó una nueva Acta por el mismo concepto por el año 2012. Enel Distribución Ceará S.A. levantó su defensa ante la primera instancia administrativa. Las próximas actuaciones son seguir con la defensa de los procesos judiciales. La cuantía total de estos litigios se estima en R\$ 188 millones (aproximadamente MUS\$46.635).

20. El Estado de Ceará levantó actas a Enel Distribución Ceará S.A. por los períodos 2003, y del 2004 al 2010, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el ICMS soportado en la adquisición de activos fijos. En concreto, el Estado de Ceará entiende que Enel Distribución Ceará S.A. no dispone de toda la documentación justificativa necesaria y que determinados activos fijos no se destinaron a la actividad de producción o distribución de energía eléctrica. En su defensa Enel Distribución Ceará S.A., señala que: (i) la legislación respectiva no especifica los diferentes tipos de activos fijos que se podrían utilizar para fines de crédito del ICMS, y que (ii) los activos fijos en cuestión están relacionados con la actividad principal de las empresas, incluso si se utilizan en las oficinas y plantas administrativas. También intenta comprobar los créditos con las facturas de adquisición. Enel Distribución Ceará S.A. presentó sus defensas administrativas en todos los procesos administrativos y aguarda las decisiones finales. Enel Distribución Ceará recibió una nueva Acta fiscal (período comprendido entre julio de 2014 y julio de 2017) Enel presentó la defensa. La cuantía total de este litigio se estima en R\$ 173 millones (aproximadamente MUS\$ 42.826).
21. Municipalidades han presentado demandas en contra Enel Distribución Goiás afirmando que un acuerdo hecho entre Enel Distribución Goiás, estado de Goiás y una Asociación de Municipalidades [AGM] que previa el repase directo a Enel de montos debidos a los municipios por estado de Goiás es ilegal. Los montos repasados fueron utilizados para el pago de facturas de energía eléctrica en retraso. Enel Distribución Goiás afirma que a pesar de la potencial ilegalidad del convenio, los montos eran efectivamente debidos y no sería posible su devolución a los municipios. El Tribunal de Justicia de Goiás es dividido y todavía no hay un entendimiento unísono, lo que será dictado solamente en la tercera instancia (Superior Tribunal Justicia).

Municipio de Aparecida de Goiânia x Enel Distribución Goiás / 0083966-21.2008.8.09.0011, Justicia del estado de Goiás. El 30 de septiembre de 2018 el monto involucrado en la demanda era de US\$ 126.456.517 (510,8 MBRL).

Municipio de Quirinópolis x Enel Distribución Goiás / 0507256-53.2007.8.09.0134, Justicia del estado de Goiás. El 30 de septiembre de 2018 el monto involucrado en la demanda era de US\$ 67.960.559 (274,5 MBRL).

Municipio de Vicentinópolis x Enel Distribución Goiás / 0081705-20.2008.8.09.0129, Justicia del estado de Goiás. El 30 de septiembre de 2018 el monto involucrado en la demanda era de US\$ 24.005.906 (97,0 MBRL).

Municipio de Mineiros x Enel Distribución Goiás / 0515621-86.2007.8.09.0105, Justicia del estado de Goiás. El 30 de septiembre de 2018 el monto involucrado en la demanda era de US\$ 36.955.889 (149,3 MBRL).

Municipio de Anápolis x Enel Distribución Goiás / 0165203-98.2001.8.09.0051, Justicia del estado de Goiás. El 30 de septiembre de 2018 el monto involucrado en la demanda era de US\$ 66.733.052 (269,5 MBRL).

Municipio de Bela Vista de Goiás x Enel Distribución Goiás / 0525428-69.2008.8.09.0017, Justicia del estado de Goiás. El 30 de septiembre de 2018 el monto involucrado en la demanda era de US\$ 21.225.204 (85,7 MBRL).

Municipio de Goiatuba x Enel Distribución Goiás / 085040-39.2008.8.09.0067, Justicia del estado de Goiás. El 30 de septiembre de 2018 el monto involucrado en la demanda era de US\$ 73.256.912 (295,9 MBRL).

Municipio de Caiapônia x Enel Distribución Goiás / 0060677-23.2008.8.09.0023, Justicia del estado de Goiás. El 30 de septiembre de 2018 el monto involucrado en la demanda era de US\$ 22.576.631 (91,2 MBRL).

Municipio de Cezarina x Enel Distribución Goiás / 0382470-22.2006.8.09.0117, Justicia del estado de Goiás. El 30 de septiembre de 2018 el monto involucrado en la demanda era de US\$ 28.535.366 (115,3 MBRL).

22. Un grupo de 21 proveedores han presentado una demanda en contra Enel Distribución Goiás afirmando que la modalidad de contratación (Tercerización) hecho por Enel Distribución Goiás [CELG-D] fue considerada ilegal por la Justicia del Trabajo y que sufrieron perjuicios, los cuales deberán ser indemnizados. El Tribunal de Justicia (segunda instancia) dictó decisión en favor de los proveedores. Actualmente un recurso especial presentado por Enel es pendiente de juicio por Superior Tribunal de Justicia (tercera instancia). El 30 de septiembre de 2018 el monto involucrado en la demanda era de US\$ 28.451.857 (114,9 MBRL). (Empresa Eletromecânica de Montagem Ltda. (ELMONT) e otros / 0423864-66.2013.8.09.0051, Justicia del estado de Goiás.
23. Enel Distribución Goiás ("CELG"), fue fiscalizada por las autoridades tributarias brasileñas debido a su posición sobre la exclusión de los montos de ICMS de la base de Contribuciones Sociales (PIS/COFINS). La Compañía excluyó el ICMS antes de una decisión definitiva, en consecuencia la Administración Tributaria brasileña emitió 4 Actas contra CELG, bajo el argumento que la exclusión no estaba permitida. En marzo 2017, la Corte Suprema falló a favor del contribuyente en otro litigio el cual es aplicable a los casos similares, como el caso en comentario. Es probable que las autoridades fiscales apelen ante la Corte Suprema. El único argumento posible de la autoridad tributaria es que después de la sentencia, habrá un impacto negativo en las finanzas públicas, lo que puede influir en el análisis de la Corte Suprema en la aplicabilidad de la decisión dictada en marzo de 2017 para otros contribuyentes. La posición de la compañía es que el ICMS no es un ingreso y por ende no es una base impositiva para el propósito de PIS/COFINS, debido a que estos ingresos son ingresos del Estado, recaudados solamente por las empresas. La reclamación fue presentada en el 2003. En 2007, el Tribunal de Brasilia, segundo nivel judicial, dictaminó a favor de CELG, declarando el derecho de CELG a pagar el PIS y COFINS excluyendo de la base el ICMS. En 2008, la Administración Tributaria recurrió ante la Corte Superior. La Corte Superior suspendió el litigio hasta una decisión final sobre el tema por la Corte Suprema. La demanda deberá ser juzgada por la Corte Superior. El 2 de octubre de 2017, se publicó la decisión del caso principal en forma favorable. En diciembre 2017, las autoridades tributarias presentaron una apelación para clarificar algunos puntos en el caso similar llevado ante la Corte Suprema y establecer el período apropiado para aplicar la decisión a todos los contribuyentes. Después de ser definitiva, esta decisión aún debe aplicarse al litigio de Celg. En el litigio específico de Celg (Período Enero 2004 a Septiembre 2005), Celg obtuvo decisión favorable que determinó la anulación de las Actas de impuestos. Tanto Celg como la autoridad tributaria presentaron apelaciones para clarificar algunos puntos. En el litigio específico de Celg, la apelación presentada por Celg para clarificar la última decisión fue dictada en forma favorable a la compañía en mayo 2018. La Corte reconoció que el ICMS no debía ser parte de la base imponible de los PIS and COFINS y también estableció el período para el cual la decisión debía ser aplicable. Las autoridades tributarias aún pueden presentar apelación. La cuantía es R\$ 603 millones (MUS\$ 149.173).

24. CIBRAN ha presentado demandas en contra Enel Distribución Río requiriendo indemnización por fallas en el suministro de energía en los años de 1987 a 1994 y 1995 a 1999.

Companhia Brasileira de Antibioticos – CIBRAN x Enel Distribución Río / 0005405-80.1999.8.19.0023, Justicia del estado de Río de Janeiro. Tribunal de Justicia (segunda instancia) dictó decisión favorable a Enel Distribución Río rechazando el pedido de indemnización, actualmente un recurso especial presentado por CIBRAN es pendiente de juicio por Superior Tribunal de Justicia (tercera instancia). El monto involucrado en la demanda es inestimable, una vez que será definido por un peritaje al final de la demanda.

Companhia Brasileira de Antibioticos – CIBRAN x Enel Distribución Río / 0008419-28.2006.8.19.0023, Justicia del estado de Río de Janeiro. El juez (primera instancia) dictó decisión en contra Enel Distribución Río, actualmente una apelación presentado por Enel es pendiente de juicio por Tribunal de Justicia del estado de Río de Janeiro. El 30 de septiembre de 2018 el monto involucrado en la demanda era de US\$113.309.103 (457,7 MBRL).

25. Indústria de Papel e Embalagens S.A. – CIBRAPEL ha presentado una demanda requiriendo indemnización en contra Enel Distribución Río en razón de fallas problemas con el suministro de energía. Se dictó decisión firme en contra Enel. El peritaje definió la indemnización en R\$ 21,5 millones, pero el monto ha sido impugnado por Enel Distribución Río, recurso no juzgado a la fecha. El 30 de septiembre de 2018 el monto involucrado en la demanda era de US\$ 46.270.089 (186,9 MBRL). (Indústria de Papel e Embalagens S.A. – CIBRAPEL x Ampla Energia e Serviços S.A. / 0000014-28.1998.8.19.0073, Superior Tribunal de Justicia).

26. El Sindicato de los Trabajadores de Niterói interpuso una reclamación laboral en contra de Enel Distribución Río requiriendo el pago de diferencias salariales en un 26,05% a partir de febrero de 1989, en virtud del Plan Económico instituido por Decreto Ley N° 2.335/87. La demanda fue juzgada en contra Enel Distribución Río en todas las instancias precedentes, actualmente un recurso extraordinaria al Supremo Tribunal Federal presentado por Enel Distribución Río es pendiente de juicio. El 30 de septiembre de 2018 el monto involucrado en la demanda era de US\$ 23.581.341 (95,2 MBRL). (Sindicato de los Trabajadores de Niterói x Ampla Energia e Serviços S.A. / RE 671.351/RJ, Supremo Tribunal Federal).

27. En diciembre de 2001, la Constitución Federal brasileña fue modificada con la finalidad de someter la venta de energía eléctrica a tributación por la Contribución Financiera a la Seguridad Social (COFINS), que es un tributo que recae sobre los ingresos. La Constitución establece que los cambios legislativos referentes a contribuciones sociales entran en vigor a los 90 días de su publicación, por lo que Enel Distribución Río S.A. empezó a tributar por este impuesto a partir de abril de 2002. La Administración Tributaria brasileña notificó Acta a Enel Distribución Río S.A. por entender que la vacatio legis (entrada en vigencia diferida) de 90 días se refiere exclusivamente a normas con rango de Ley pero no es de aplicación a las normas constitucionales, cuyas modificaciones entran en vigor de forma inmediata. En noviembre de 2007, el recurso presentado en la segunda instancia administrativa (Consejo de Contribuyentes) fue decidido en contra de Enel Distribución Río S.A. En octubre de 2008, Enel Distribución Río S.A. presentó recurso especial que no fue aceptado. El 30 de diciembre de 2013, Enel Distribución Río S.A. fue notificada de la decisión que no aceptó el argumento de Enel Distribución Río S.A. que el pago de la COFINS no era debido en el período de diciembre de 2001 a marzo de 2002 por haberse previsto en la Constitución que los cambios legislativos entraban en vigor a los 90 días de su publicación. Enel Distribución Río S.A. presentó acción judicial con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permitirá seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente la deuda tributaria por la nueva norma de la Hacienda sobre seguro garantía, publicada en marzo de 2014, el monto de la deuda debe ser incrementada un 20%. Enel Distribución Río S.A. presentó el nuevo seguro garantía, cumpliendo los requisitos de la nueva norma. La Hacienda aceptó el seguro garantía y concedió la certificación de regularidad fiscal. La ejecución fiscal fue presentada por la Hacienda y Enel Distribución Río S.A. presentó su defensa en julio de 2014. No es necesario presentar una nueva garantía ya que la ya constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. Hay decisión de primera instancia judicial en contra de Enel Distribución Río S.A. publicada en agosto de 2015. Enel Distribución Río S.A. presentó recurso a la segunda instancia judicial en el mismo mes. El segundo nivel judicial resolvió en contra de la empresa. Enel presentó una apelación extraordinaria ante el Tribunal Superior y está a la espera de una decisión. La cuantía asciende a R\$ 165 millones (aproximadamente MUS\$ 40.905).

28. En 1998, para financiar la adquisición de Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce), Enel Distribución Río S.A. realizó una emisión en el exterior de deuda a largo plazo a través de títulos denominados Fixed Rate Notes (FRNs) que se acogió a un régimen fiscal especial por el cual estaban exentos de tributación en Brasil los intereses percibidos por los suscriptores no residentes cuando la deuda se emitía con un vencimiento mínimo de 8 años. En 2005, la Administración Tributaria brasileña notificó a Enel Distribución Río S.A. un Acta en la que declara la no aplicación del régimen fiscal especial, al entender que se habían producido implícitamente amortizaciones anticipadas antes del cumplimiento del plazo, debido a que Enel Distribución Río S.A. había obtenido financiación en Brasil que destinó a financiar a los suscriptores de los FRNs. En opinión de Enel Distribución Río S.A., se trata de dos operaciones independientes y jurídicamente válidas. La no aplicación del régimen supone que Enel Distribución Río S.A. habría incumplido la obligación de retener el impuesto e ingresarlo sobre los intereses pagados a los suscriptores no residentes. El Acta fue recurrida y en 2007, el Consejo de Contribuyentes la anuló. Sin embargo, la Administración Tributaria brasileña recurrió esta decisión ante la Cámara Superior de Recursos Fiscales, última instancia administrativa y el 6 de noviembre de 2012, falló en contra de Enel Distribución Río S.A. La decisión fue notificada a Enel Distribución Río S.A. el 21 de diciembre de 2012 y el 28 de diciembre de 2012, Enel Distribución Río S.A. procedió a presentar un recurso de aclaración al mismo órgano, con el objetivo de que se aclare en una resolución final los puntos contradictorios del fallo y que se incorporen al mismo los argumentos de defensa relevantes que fueron omitidos. El 15 de octubre de 2013, Enel Distribución Río S.A. fue intimada de la decisión que rechazó el recurso de aclaración (“Embargo de Declaración”) presentado el 28 de diciembre de 2012. Con ello, Enel Distribución Río S.A. presentó acción judicial cautelar con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permite seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente la deuda tributaria (por la nueva norma de la Hacienda sobre seguro garantía, publicada en marzo de 2014, el monto de la deuda debe ser incrementada en un 20%. En abril 2014, Enel Distribución Río S.A. presentó el nuevo seguro garantía, cumpliendo los requisitos de la nueva norma. La Hacienda aceptó el seguro garantía y concedió la certificación de regularidad fiscal. La Hacienda presentó ejecución fiscal y Enel Distribución Río S.A. opuso su defensa el 27 junio 2014. No es necesario presentar una nueva garantía ya que la constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. Se llevará a cabo una investigación judicial, la cual será realizada por un experto designado por el juez. En diciembre 2017, comenzó la investigación y podría tomar 60 días para finalizar. La compañía está trabajando para recopilar pruebas. El 31 de marzo de 2018, la compañía presentó algunos documentos y la investigación aún se está realizando. Se espera la decisión de primera instancia judicial, con la investigación. En septiembre 2018, el perito judicial presentó su Informe de investigación y se aguarda el inicio del plazo para manifestación de las partes. La cuantía total de este litigio se estima en R\$ 1.264 millones (aproximadamente MUS\$313.014).
29. El Estado de Rio de Janeiro (el “Estado”) levantó actas a Enel Distribución Río S.A. por los períodos del 1996 al 1999 y del 2007 al 2014, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestações de Serviços (“ICMS”) soportado en la adquisición de activos fijos. En concreto, el Estado entiende que Enel Distribución Río S.A. no dispone de toda la documentación justificativa necesaria y que determinados activos fijos no se destinaron a la actividad de producción o distribución de energía eléctrica. En su defensa Enel Distribución Río S.A., señala que (i) la legislación respectiva no especifica los diferentes tipos de activos fijos que se podrían utilizar para fines de crédito del ICMS, y que (ii) los activos fijos en cuestión están relacionados con la actividad principal de las empresas, incluso si se utilizan en las oficinas y plantas administrativas. También intenta comprobar los créditos con las facturas de adquisición. Enel Distribución Río S.A., presentó su defensa administrativa y judicial en todos los procesos. Una parte de los procedimientos administrativos fue juzgado a favor de Enel Distribución Río S.A. y la parte restante fue apelada. La decisión administrativa favorable reconoció el derecho de Enel Distribución Río S.A. de utilizar el crédito de ICMS sobre los activos adquiridos del período de 2007 a 2012. Se aguarda las decisiones finales. Enel Distribución Río recibió una nueva Acta fiscal (período comprendido entre julio de 2014 y julio de 2017) Enel presentó la defensa. La cuantía total de este litigio se estima en R\$ 122 millones (aproximadamente MUS\$30.225).
30. Centrais Elétricas Brasileiras S.A – Eletrobrás ha presentado una demanda en contra Eletropaulo requiriendo el pago de montos debidos en razón de inflación en un contrato de fondos firmado en 1986. Se dictó decisión – firme – en contra Eletropaulo. El peritaje para definición del monto fue empezada, pero el 31/05/2018 las partes han firmado un acuerdo (pendiente de homologación por el juez de la demanda) y Eletropaulo pagará a Eletrobrás el monto de 1.500 MBRL al largo de 5 años. El 30/09/18 el monto

involucrado en la demanda era de US\$ 320.642.996 (1.500 MBRL). (Centrais Elétricas Brasileiras S.A - Eletrobrás x Eletropaulo / 0010021-19.1989.8.19.0001, Tribunal de Justicia de Rio de Janeiro).

31. Eletropaulo ha presentado un acción anulatoria de decisión administrativa de ANEEL [en procedimiento administrativo n° 48500-006159/2012-75], que determinó la exclusión retroactiva de las tarifas practicadas por Eletropaulo antes de la fecha de su tercera revisión periódica, con restitución de valores asociados a red posiblemente inexistente y rechazó pedido subsidiario (hecho por Eletropaulo) para inclusión otros activos (red) de servicio existentes en la base de remuneración, pero inexistente en la base de remuneración de la compañía. No hay una decisión de primera instancia y la demanda es su fase inicial. El 30/09/18 el monto involucrado en la demanda era de US\$ 178.063.744 (833,0 MBRL). (Eletropaulo x Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL / 54491-83.2014.4.01.3400, Tribunal de Justicia de Distrito Federal).
32. Sindicato de los Trabajadores en las Industrias de Energía Eléctrica de São Paulo ha presentado 5 acciones colectivas requiriendo el pago de adicional de peligrosidad para todos los empleados (excepto cargos de gestión) de Eletropaulo ubicados en la oficina de Barueri hasta la desactivación del moto-generador que estaba en el ático – por encima del piso 14° y por debajo del Helipuerto, (período de Febrero de 2012 a Febrero de 2016, momento de la desactivación del moto generador y su instalación en la parte externa del edificio). No hay todavía una decisión de primera instancia. El 30/09/18 el monto involucrado en la demanda era de US\$ 21.820.824 (102,1 MBRL). (Sindicato de los Trabajadores en las Industrias de Energía Eléctrica de São Paulo x Eletropaulo / 1004117-46.2016.5.02.0205, Justicia del Trabajo).
33. Ministerio Público Federal [MPF] ha presentado una acción civil pública en contra Eletropaulo y ANEEL con el objetivo de impedir el traspaso a la tarifa de los consumidores de los montos contratados con partes relacionadas (AES Tietê, en aquel momento) y la devolución en doble los montos ya cobrados. El juez dicto decisión favorable a Eletropaulo, rechazando los requerimientos, pero el Tribunal Regional Federal [TRF] ha aceptado el apelo del MPF y anuló la sentencia. Actualmente, un recurso de Eletropaulo contra la decisión de TRF es pendiente de juicio en Superior Tribunal de Justicia. El monto involucrado en la demanda es inestimable. (Eletropaulo x Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL / 2003.61.00.035723-8, Justicia Federal de São Paulo).
34. El Ministerio Público del Trabajo ha presentado una Acción Civil Pública en contra Eletropaulo afirmando que la compañía estaría contratando a terceros para la ejecución de servicios finales (“Tercerización”), lo que sería en contrario a legislación brasileña (Enunciado 331 del TST), que solamente permitiría ejecución de servicios no esenciales por terceros. No hay todavía una decisión de primera instancia. El monto involucrado en la demanda es inestimable. (Ministerio Público del Trabajo x Eletropaulo / 1002267-94.2016.5.02.0709, Justicia del Trabajo).
35. Neoenergía ha empezado un arbitraje en contra Eletropaulo por supuesto incumplimiento del investment letter firmado entre las partes en el proceso que ha resuelto en la adquisición del control accionario de la compañía por Enel. En resumen, Neoenergía requiere indemnización, todavía no estimada, por pérdidas y daños sufridos a razón del incumplimiento del investment letter. El arbitraje es constituido, pero todavía siquiera las manifestaciones iniciales han sido hechas. La estimación es que una decisión final ocurra hasta el final de 2019. (Neoenergía x Eletropaulo / CAM 106/18, CAM – Cámara de Arbitraje del Mercado).
36. Demanda presentada por Eletropaulo, solicitando el reconocimiento respecto de los montos de COFINS pagados por la Compañía fueron hechos de conformidad con las reglas del Programa de Amnistía del Gobierno Federal brasileño (reducción de multas e intereses) creado en 1999. La demanda fue presentada por la compañía en septiembre 1999, El monto total involucrado es de R\$ 791 millones, de los cuales R\$ 632 son remotos de perder, los cuales corresponden a los COFINS ya pagados por la compañía, y por otra parte R\$158,2 millones son posibles de perder y corresponden a los honorarios de los abogados de la autoridad tributaria. El estado del litigio es que se obtuvo decisión favorable para la Compañía en el Juzgado de Primera Instancia (noviembre de 2008). Luego hubo decisión favorable en el Tribunal de Segunda Instancia (julio de 2012) con respecto al monto principal, intereses y multa, pero desfavorable en relación con la recaudación de los honorarios de los abogados de la Autoridad Federal de Impuestos (20%). Contra esta decisión, la Compañía presentó una nueva apelación al Tribunal de Segunda Instancia. En julio de 2017, esta apelación fue desestimada. En agosto de 2017, la Compañía presentó una moción de aclaración, que también fue desestimada. En abril de 2018, la Compañía presentó apelaciones ante los Tribunales Superiores (STF y STJ) que actualmente esperan fallo. Del monto total involucrado (R \$791 MM), R \$158,2

MM corresponde a los honorarios del abogado (20%) cobrados por la Autoridad Tributaria Federal. La posibilidad de pérdida con respecto a esta parte es posible. La parte restante (R \$ 632,8 MM) está relacionada con el capital (impuesto) pagado con los beneficios de amnistía y la posibilidad de pérdida es remota. Cuantía posible R\$ 158,4 millones (aproximadamente MUS\$39.241).

37. Durante el mes de diciembre de 1995, el gobierno brasileño ha dispuesto un aumento federal de la tasa de impuestos PIS (Programa de Integración Social) de 0,50% a 0,65% mediante la emisión de una medida provisional (Orden Ejecutivo Provisional). Posteriormente, la medida provisional mencionada se reiteró cinco veces antes de su conversión definitiva en ley en 1998. De acuerdo con la legislación brasileña, el aumento en la tasa de impuestos (o el establecimiento de un nuevo impuesto) sólo puede ordenarse por ley y ésta entra en vigencia una vez que hayan transcurrido 90 días desde su publicación. Por lo tanto, Eletropaulo ha iniciado un litigio con el argumento de que el aumento de la tasa de impuestos sería efectiva sólo después de 90 días a partir de la publicación de la última orden, entonces los efectos de las primeras 4 medidas provisionales deben considerarse nulas (ya que nunca se convirtieron en ley). Esta disputa concluyó en abril de 2008, reconociendo la validez del aumento en el tipo impositivo PIS de la primera medida provisional. En mayo de 2008, la Autoridad Tributaria brasileña presentó una demanda contra Eletropaulo para solicitar el pago de los impuestos más altos, correspondientes al aumento de la tasa para el período de marzo de 1996 a diciembre de 1998. En este sentido, Eletropaulo se opuso a esta solicitud, en los distintos niveles judiciales, pasándose el límite de tiempo para la emisión del aviso de liquidación. En particular, después de haber pasado más de cinco años desde la supuesta aparición de impuestos (en diciembre de 1995, fecha de la primera Orden provisional) sin emitir ningún acto formal en contra Eletropaulo, se cuestiona a la Autoridad Fiscal la prescripción, el derecho legal de exigir el pago de los impuestos más altos así como la posibilidad de instituir cualquier acción legal a tal efecto. En marzo 2017, como resultado de los fallos desfavorables que resultan de los anteriores niveles judiciales, Eletropaulo presentó una apelación, para ver reconocidos sus derechos y defender sus acciones, ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ) y al Supremo Tribunal Federal (STF). Los montos sujetos a disputa han sido cubiertos por una garantía bancaria. A este último respecto, mientras se espera conocer el resultado de dicho procedimiento, la Oficina del Procurador General del Departamento del Tesoro Nacional de Brasil ha hecho una solicitud para la sustitución de la carta de garantía bancaria con una presentación judicial. Esta solicitud fue rechazada en septiembre de 2017 y contra esta decisión, la Fiscalía General apeló en febrero de 2018. En noviembre 2017, la segunda instancia rechazó la apelación presentada en marzo 2017 por la compañía. En contra de esta decisión, en noviembre 2017, la compañía presentó otra apelación ante el STJ. En agosto 2018, la apelación interlocutoria presentada ante el STJ fue rechazada. La compañía presentó ante el STJ otra apelación contra esta decisión negativa. Cuantía del litigio R\$ 238 millones (MUS\$58.825).
38. De acuerdo con una decisión definitiva emitida en un juicio, se reconoció el derecho a Eletropaulo a compensar los créditos por los FINSOCIAL (contribución social establecida en marzo 1992 antes del COFINS) relacionados por montos pagados desde septiembre de 1989 hasta marzo de 1992. A pesar de eso, debido a diferencias en el cálculo de los créditos indicado por la Autoridad Fiscal Federal, parte de las compensaciones requeridas por la Compañía no fueron aceptadas y las deudas fueron levantadas por la autoridad fiscal. El estado del litigio: en agosto 2012, Eletropaulo presentó su defensa. En abril de 2013, el Tribunal Administrativo de primera instancia emitió una decisión desfavorable para la Compañía. Contra esta decisión, la Compañía presentó un recurso de apelación, el cual está pendiente ante el Tribunal Administrativo de segunda instancia. La cuantía del Litigio R\$ 215 millones (MUS\$53.305).
39. Acta tributaria emitida por la Autoridad Tributaria Federal a Eletropaulo, basada en la supuesta falta de pago del Impuesto a las Ganancias (IRPJ) y Contribución Social sobre el Lucro Líquido (CSLL) para los años fiscales 2001 y 2002, debido a que la Compañía supuestamente dedujo montos integrados pagados a su fondo de pensiones tanto del IRPJ como del CSLL, cuando la regulación específica establece una limitación del 20% para tales deducciones. El estado del Litigio es que se tuvo decisión desfavorable en las instancias administrativas primera (noviembre 2005) y segunda (septiembre de 2010). La Compañía presentó una moción de aclaración, que fue parcialmente aceptada. En marzo de 2017, la Instancia Administrativa Superior emitió una decisión desestimando el recurso especial presentado por la Compañía. Contra esta decisión, la empresa presentó una moción de aclaración. En septiembre de 2017, la Compañía fue notificada de la decisión emitida por el Tribunal Administrativo Superior que desestimó su petición de aclaración. Esta fue la decisión final en el procedimiento administrativo y, en octubre de 2017, la discusión fue llevada a los Tribunales de justicia. En noviembre de 2017, el Juzgado de Primera Instancia judicial

otorgó la medida cautelar solicitada por la Compañía para suspender el pago del impuesto discutido hasta el juicio del caso. Actualmente, se espera fallo del Juzgado de primera Instancia judicial. La cuantía del litigio es R\$ 167 (MUS\$41.365).

40. Acta tributaria levantada por la autoridad tributaria a Eletropaulo la cual no ratifica la compensación relacionada con los créditos del Programa de Integración Social (PIS) originados por cambios legislativos introducidos por los Decretos 2.445 y 2.449 / 1988, que fueron declarados inconstitucionales por el Tribunal Supremo Federal (STF), que fueron compensados con otros impuestos federales con vencimiento en abril y mayo del 2013. En septiembre de 2014, la Compañía presentó su defensa. Actualmente, el caso espera fallo en primera Instancia Administrativa. R\$ 151 millones (MUS\$37.269).
41. Demanda presentada por Eletropaulo en la que solicita el reconocimiento del derecho para compensar los créditos impositivos totales resultantes de la división de Eletropaulo con la Contribución Social al Lucro Líquido (CSLL). Sin embargo, en opinión de las autoridades fiscales, Eletropaulo debería estar autorizado a compensar dichos créditos en el mismo porcentaje resultante de la división parcial. El estado del litigio es que la compañía obtuvo decisión favorable en el Tribunal de primera instancia. En septiembre de 2015, se emitió decisión favorable a la compañía en el Tribunal de segunda instancia. En contra de tal decisión, las autoridades fiscales federales presentaron una solicitud de aclaración, que fue desestimada por el Tribunal de segunda instancia en diciembre de 2016. En abril de 2017, la Autoridad Tributaria presentó un recurso especial, que fue rechazado por la Presidencia de la segunda instancia, de la Corte. Contra esta decisión, en mayo de 2018, la Autoridad Tributaria interpuso un recurso interlocutorio ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ), que actualmente está a la espera de fallo. R\$ 147 millones (MUS\$36.489).
42. En julio de 2000, Eletropaulo presentó una demanda solicitando el reconocimiento de los créditos originados por pagos indebidos de PIS (Contribución al Programa de Integración Social) realizado de conformidad con los Decretos 2,445 y 2,449 /1988, que fueron declarados inconstitucionales por la Tribunal Supremo Federal (STF). En Mayo de 2012, se emitió una decisión final favorable a la compañía que reconocía el derecho de a los créditos. Sin embargo, Actas de cobro de impuestos fueron levantadas a Eletropaulo por las autoridades fiscales federales que reclaman los créditos PIS que se compensaron en 2002 contra otras deudas tributarias federales. El estado del litigio es que se tuvo decisiones desfavorables para la compañía en primera instancia judicial. Actualmente, los juicios de recaudación de impuestos esperan fallo en el Tribunal de segunda instancia. La cuantía es de R\$ 141,1 millones (MUS\$34.934).
43. Demanda presentada por Eletropaulo en contra de las Actas emitidas por la Autoridad Tributaria del Municipio de São Paulo, que buscan el pago de la Contribución al Alumbrado Público (COSIP) relacionado con el período de marzo de 2011 a diciembre de 2015. Estas liquidaciones tributarias se basan en las supuestas irregularidades imputadas a la Compañía: (i) clasificación incorrecta de los clientes, (ii) exención tributaria aplicada ilegalmente y (iii) falta de pago de multa por incumplimiento en los pagos atrasados de la contribución. En mayo de 2018, la orden judicial solicitada por la compañía para suspender la aplicabilidad de los impuestos discutidos fue denegada. Teniendo en cuenta esta decisión, la Compañía ofreció un seguro de garantía. En julio de 2018, el Tribunal de Primera Instancia emitió una decisión parcialmente favorable a la Compañía que limitó los intereses cobrados por la autoridad fiscal a la tasa preferencial de Brasil ("SELIC"). En contra de esta decisión, ambas partes presentaron apelaciones que están actualmente pendientes ante el Tribunal de Segunda Instancia. La Cuantía es R\$ 115 millones. (MUS\$28.586).
44. Acta de impuestos emitida por la Autoridad Tributaria del Estado de São Paulo que buscan el pago de ICMS (impuesto a los productos y servicios) debido a presuntas compensaciones no válidas en las cuales la Compañía utilizó créditos asignados en la adquisición de activos fijos, y que en opinión de la autoridad no era procedente. Acta fiscal 4.034.320-0: decisión desfavorable en el Tribunal Administrativo de 1ª instancia (marzo de 2014). Actualmente, el caso espera fallo en el Tribunal Administrativo de segunda instancia. Acta fiscal 4.083.951-5: Decisión desfavorable en la primera instancia administrativa (marzo de 2017). Decisión parcialmente favorable en segunda instancia administrativa (octubre de 2017). Actualmente, el caso espera fallo en el Tribunal Administrativo Superior. Acta fiscal 4.083.950-3: Actualmente, el caso espera fallo en primera instancia administrativa. Acta fiscal 4.068.615-2: Decisión desfavorable en primera instancia administrativa (mayo de 2016). Actualmente, el caso espera fallo en segunda instancia administrativa. Acta fiscal 4.101.991-0: Decisión desfavorable en primera instancia administrativa (abril de 2018). Actualmente, el caso espera fallo en el Tribunal Administrativo de segunda instancia. La cuantía del litigio es R\$106 millones (MU\$26.226).

45. Demanda presentada por Eletropaulo contra el Decreto Federal n. 8,426 / 2015, que restableció el gravamen de PIS / PASEP y COFINS sobre los ingresos financieros obtenidos por las empresas sujetas al régimen no acumulativo PIS / PASEP y COFINS, a una tasa del 4,65%, desde el 1 de julio de 2015. El estado del litigio es que se tuvo decisiones desfavorables en primera instancia (noviembre de 2015) y en segunda instancia judicial (agosto de 2017). En diciembre 2017, la Compañía presentó apelaciones ante los Tribunales Superiores (STJ y STF). En septiembre de 2018, el Superior Tribunal de Justicia - STJ - determinó el sobreseimiento del proceso hasta el juicio de recurso representativo de la controversia por el Supremo Tribunal Federal - STF (recurso extraordinario), considerando que la posición adoptada en este caso deberá ser seguida por los demás Tribunales del país en procesos similares. La cuantía del litigio es R\$ 100 millones (MUS\$ 24.840).
46. Demanda presentada por Eletropaulo, reclamando el derecho a no considerar, en sus bases de cálculo del Impuesto a la Renta de las Persona Jurídicas (IRPJ) y la Contribución Social sobre el Lucro Líquido (CSLL), los montos relacionados con intereses derivados de la demora en cumplir obligaciones contractuales por parte de terceros que mantienen relaciones contractuales de cualquier tipo con la Compañía (intereses como evaluación anticipada de perjuicios). En marzo de 2012, el Juzgado de primera instancia emitió una decisión favorable a Eletropaulo. Contra esta decisión, la Autoridad Fiscal Federal presentó una apelación y se espera el fallo de la apelación. Desde que se emitió la decisión del Tribunal de Primera Instancia, la Compañía no ha pagado los impuestos discutidos al Gobierno Federal. La cuantía del litigio es R\$ 68 millones (MUS\$ 16.761).
47. Demandas presentadas por Eletropaulo contra las Actas fiscales emitidas por la autoridad tributaria del Estado de São Paulo que cobran el pago de ICMS (impuesto sobre productos y servicios) debido a presuntas irregularidades en las operaciones de reverso de la deuda. El estado del litigio es Acta fiscal 4.030.972-1, 4.034.485-0, 3.085.490-8 y 4.056.706-0: estas demandas están actualmente pendientes de fallo en el Tribunal de Primera Instancia. Acta fiscal 3.111.232-8: Decisiones desfavorables en primera y segunda instancia judicial. La Compañía presentó recursos ante los Tribunales Superiores (STJ y STF), que fueron rechazados por la Presidencia del Tribunal de Segunda Instancia. En agosto de 2015, en contra de estas decisiones, la Compañía presentó apelaciones interlocutorias a STJ y STF. En septiembre de 2017, el STJ emitió una decisión desestimando el recurso interlocutorio. En mayo de 2018, la Compañía presentó una moción de aclaración al STJ. El 20 de agosto de 2018, el STJ no acogió el recurso de aclaración de la compañía. Con esta decisión el caso irá al STF para juzgar el recurso contra la decisión del Tribunal de Justicia que negó el seguimiento de su recurso extraordinario. La cuantía es de R\$ 145 millones (MUS\$ 37.086).
48. Enel CIEN es una transmisora del grupo Enel en Brasil, su red conecta el sistema eléctrico de Brasil y Argentina. Enel CIEN ha firmado con dos empresas brasileñas (Furnas y Tractebel Energia S.A) contratos de compra y venta de energía con potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina. En 2005, en razón de la crisis energética y económica en Argentina, no fue más posible cumplir los términos del contrato. Las dos compañías han presentado acciones de declaración de rescisión contractual, imposición de sanción contractual y pedido de indemnización (no estimable a la fecha).

Furnas x Enel CIEN S.A. / 0150142-62.2010.8.19.0001, Justicia del estado de Rio de Janeiro. El juez (primera instancia) dictó decisión favorable a Enel CIEN S.A. y el 21/08/2018 la decisión fue confirmada por Tribunal de Justicia, pero el fallo todavía no ha sido publicado, momento en que el plazo para un recurso de Furnas empezará. El 30/09/18 el monto involucrado en la demanda era de US\$ 457.573.171 (1.848,1 MBRL).

Tractebel Energia S.A. x Enel CIEN S.A. / 0071189-14.2009.8.24.0023, Justicia del estado de Santa Catarina. El juez (primera instancia) dictó decisión favorable a Enel CIEN S.A. y el 21/08/2018 la decisión fue confirmada por Tribunal de Justicia, pero el fallo todavía no ha sido publicado, momento en que el plazo para un recurso de FURNAS empezará. El 30/09/18 el monto involucrado en la demanda era de US\$ 96.073.803 (388,0 MBRL).

49. Petróleo Brasileiro S.A [Petrobrás] ha notificado Enel Generación Fortaleza su intención de rescindir el contrato de suministro de gas firmado en 2003 (en el ámbito del programa prioritario termoeléctrico hecho por el gobierno brasileño) basado en un supuesto desequilibrio económico-financiero. Enel Generación Fortaleza aduce que las condiciones contractuales del suministro del gas son "garantizadas" por el gobierno brasileño y que la generación de energía por Enel Generación Fortaleza [CGTF] y demás generadoras vinculadas en este programa garanten el suministro de energía para el país. Desde el inicio de esto lio, el suministro del gas ha sido suspenso en algunos momentos y posteriormente restablecido por determinación de la justicia. Además, hay pendiente de resolución cual sería la jurisdicción para la controversia, Justicia o Arbitraje. El litigio aún está en su inicio y la producción de pruebas no ha empezado. El monto involucrado en la demanda es inestimable. [(CGTF x Petrobras, Cegás, Gobierno Federal y Estado de Ceará / 1014566-58.2017.4.01.3400, Judicial Federal del Distrito Federal), (CGTF x Petrobras, Cegás, Gobierno Federal y Estado de Ceará / 1009874-31.2017.4.01.0000, Judicial Federal del Distrito Federal), (CGTF x Petrobras, Cegás, Gobierno Federal y Estado de Ceará / 1006566-50.2018.401.0000, Judicial Federal del Distrito Federal) y (CGTF x Juez Federal – writ of mandamus / 1027936-85.2018.4.01.0000 - 0027095-92.2018.4.01.3400, Judicial Federal del Distrito Federal)].
50. En febrero de 2004, dos impuestos brasileños, Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social ("COFINS") y Programas de Integração Social ("PIS"), se modificaron de un régimen acumulativo (imposición en 3.65% sin deducción de créditos) a un régimen no acumulativo (9,25% con créditos). De acuerdo con la Ley, los bienes a largo plazo y los contratos de suministro de servicios ejecutados antes de 31 de octubre de 2003 bajo "precio predeterminado", podrían permanecer en el régimen acumulativo. CGTF ("Endesa Fortaleza") había firmado contratos de compra de energía que cumplieron con los requisitos, por lo que los ingresos de los contratos inicialmente se tributan bajo el régimen acumulativo, que es más beneficioso. En noviembre de 2004, se publicó un acto administrativo que define el concepto de "precio predeterminado". Según ella, los contratos de Endesa Fortaleza deben estar sujetos al régimen no acumulativo. En noviembre de 2005, una nueva Ley aclara el concepto de "precio predeterminado". Con base en la Ley de 2005, el régimen que debe aplicarse a los contratos era el acumulativo (más beneficioso). Además, la ANEEL emitió una (Ley Administrativa) Nota técnica indicando que los contratos celebrados en virtud de sus normas y con su aprobación cumplen con el requisito de Derecho. Sin embargo, en febrero de 2007, la Administración Tributaria de Brasil levantó un acta a Endesa Fortaleza por PIS/COFINS por los periodos diciembre de 2003 y de febrero de 2004 a noviembre de 2004, en relación a supuestas diferencias que se habrían producido entre los importes declarados en la declaración anual (donde se informaron los importes de PIS/COFINS bajo el nuevo régimen no acumulativo) y los importes declarados en la declaración mensual (donde se informaron los importes debidos bajo el antiguo régimen acumulativo). Endesa Fortaleza impugnó el acta y ésta fue juzgada procedente. Endesa Fortaleza presentó recurso ante la segunda instancia administrativa y ésta falló manteniendo la decisión de primera instancia. Endesa Fortaleza presentó recurso a la Cámara Superior de Recursos Fiscales que aguarda juzgamiento. Respecto de otros procedimientos en contra CGTF se falló a favor y las autoridades tributarias apelaron de dicha decisión a la Cámara Superior de Recursos Fiscales. La evaluación fiscal de ENEL se dictó en contra de la empresa en el Tribunal Superior (tercer nivel administrativo) a pesar de las decisiones favorables a la empresa en otros 20 procedimientos administrativos y el precedente del Tribunal Superior. La mayoría de los jueces cambiaron la posición de la Corte al considerar que la cláusula del precio de ajuste debe considerarse como un cambio en el precio original y como consecuencia de la aplicación del régimen no acumulativo. La empresa presentará nuevamente una apelación al Tercer Nivel Administrativo. Si continúa desfavorable después de eso, Enel Generación Fortaleza irá al Poder Judicial. La cuantía total de este litigio se estima en R\$ 86 millones (aproximadamente MUS\$ 21.11).
51. Acta levantada por la administración tributaria por supuesta mal contabilización de la amortización total de la plusvalía. La administración tributaria argumenta que la amortización total de la plusvalía (mayor valor) realizada por Enel Brasil S.A. en el año 2009 contra las cuentas de patrimonio, debería haber ocurrido contra cuentas de resultados. Con ello, el procedimiento realizado sería inadecuado y se habría generado un lucro mayor, y por consecuencia, una supuesta distribución de dividendos más elevada. El supuesto exceso en los dividendos fue interpretado por la administración tributaria como pagos a no residentes, lo que estaría sujeto a una tasa del 15% de impuesto a la renta retenido en la fuente. Enel Brasil señala que todos los procedimientos que fueron adoptados estuvieron basados en la interpretación de la compañía y en las normas de contabilidad de Brasil (PCGA de Brasil), los cuales fueron confirmados por el auditor externo y por un despacho de abogados a través de una opinión legal (Souza Leão Advogados). En diciembre 2014, la compañía presentó defensa en la primera instancia administrativa. En julio de 2016, las

autoridades tributarias emitieron fallo desfavorable contra Enel Brasil, quién apelará ante Tribunal Administrativo de segunda instancia. Para ello, se contrató a un experto para que entregase una opinión acerca de los ajustes contables registrados en 2009. La opinión del experto fue presentada en el proceso. La apelación de ENEL se juzgó en forma desfavorable por el Tribunal Administrativo (segunda instancia administrativa) a pesar de la opinión de un experto sobre los ajustes contables registrados en 2009, cuyas conclusiones confirmaron por completo que los procedimientos adoptados por Enel eran correctos. La Acta fiscal fue mantenida por cuatro jueces de ingresos federales y rechazada por cuatro jueces de contribuyentes. En este caso, el voto del presidente (que siempre será un juez de ingresos federales) cuenta el doble. Entonces, el resultado fue 5 x 4. La compañía presentará una apelación nuevamente al segundo nivel administrativo y luego al tercer nivel. La cuantía total de este litigio se estima en R\$ 281 millones (aproximadamente MUS\$69.600).

En relación a los litigios anteriormente descritas, el Grupo ha constituido provisiones por MUS\$481.696 al 30 de septiembre de 2018 (ver Nota 24). Si bien existen otros litigios que también tienen provisiones asociadas pero que no son descritas en esta nota ya que individualmente representan montos de menor cuantía, la Administración considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por litigios, por lo que no esperan que de las mismas se desprendan pasivos adicionales a los ya registrados.

35.4 Restricciones financieras.

Diversos contratos de deuda de la sociedad, así como el de algunas de sus filiales, incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También existen obligaciones afirmativas (de hacer) y negativas (de no hacer) que exigen el monitoreo de estos compromisos. Adicionalmente, existen restricciones en las secciones de eventos de incumplimiento de los contratos, que deben cumplirse para evitar el aceleramiento de la dicha deuda.

Incumplimiento cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enel Américas contienen cláusulas de cross default. Las líneas de crédito bajo ley chilena suscritas por Enel Américas en marzo de 2016 y que vence en marzo 2019, por UF 2,8 millones, estipulan que el cross default se desencadena sólo por incumplimiento del propio Deudor, es decir Enel Américas, no haciendo referencia a sus filiales. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de estas líneas debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora en una deuda debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas y además deben incluirse otras condiciones adicionales como por ejemplo la expiración de periodos de gracia. Estas líneas no han sido desembolsadas.

En el crédito bancario de Enel Américas bajo ley del Estado de Nueva York, suscrito en febrero 2018 y que expira en febrero de 2021, el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de Enel Américas a nivel individual, o de alguna "Significant Subsidiary" (según se define contractualmente). Para que se produzca el aceleramiento de la deuda en este crédito debido al cross default originado en otras deudas, el monto en mora, ya sea en una deuda individual o a nivel agregado de deudas, debe exceder los US\$ 150 millones, o su equivalente en otras monedas, y además deben cumplirse otras condiciones adicionales, incluyendo la expiración de periodos de gracia (si existieran en el contrato en incumplimiento), y la notificación formal de la intención de acelerar la deuda por parte de acreedores que representen más del 66,67% del monto adeudado o comprometido. Al 30 de septiembre de 2018, el monto adeudado por este crédito totaliza MUS\$ 354.586.

Una parte sustancial de los bonos de Enel Américas registrados ante la Securities and Exchange Commission ("SEC") de los Estados Unidos de América, comúnmente denominados "Yankee Bonds", el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de Enel Américas a nivel individual, o de alguna "Significant Subsidiary" (según se define contractualmente), por cualquier monto en mora, siempre que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$ 150 millones, o su equivalente en otras monedas. El aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da en forma automática, sino que deben exigirlo los titulares de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de Yankee Bonds. Adicionalmente, los eventos de quiebra o insolvencia de filiales en el extranjero no tienen efectos contractuales en los Yankee Bonds de Enel Américas. Los Yankee Bonds de Enel Américas vencen en diciembre 2026. Al 30 de septiembre de 2018, el monto adeudado por concepto de Yankee Bonds totaliza MUS\$ 594.391.

Los bonos de Enel Américas emitidos en Chile estipulan que el cross default se puede desencadenar sólo por incumplimiento del propio Emisor, en los casos en que el monto en mora exceda un 3% del Total de Activos Consolidados, ya sea en una deuda individual o a nivel agregado de deudas. A su vez el

aceleramiento debe ser exigido en junta de tenedores de bonos por los titulares de al menos un 50% de los bonos de una determinada serie. Al 30 de septiembre de 2018, el monto adeudado por concepto de bonos locales totaliza MUS\$ 27.234.

Covenants Financieros

Los covenants financieros son compromisos contractuales sobre ratios financieros con umbrales de niveles mínimos o máximos, según sea el caso, que la empresa se obliga a cumplir en momentos determinados de tiempo (trimestralmente, anualmente, etc.) y en algunos casos sólo cuando se cumplen ciertas condiciones. La mayoría de los covenants financieros que mantiene Enel Américas limitan el nivel de endeudamiento y evalúan la capacidad de generar flujos para hacer frente a los servicios de la deuda de la empresa. Para varias compañías también se exige la certificación periódica de dichos covenants. Los tipos de covenants y sus respectivos umbrales varían según el tipo de deuda y contrato.

El bono local Serie B2 de Enel Américas incluye los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en el respectivo contrato:

- Patrimonio Total Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de Ch\$ 660.260 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio es la suma entre el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 30 de septiembre de 2018, el Patrimonio Total de Enel Américas fue Ch\$ 5.554.609 millones (utilizando el tipo de cambio de cierre).
- Razón de Endeudamiento: Se debe mantener una Razón de Endeudamiento, definida como la razón entre Pasivo Exigible y Patrimonio Neto menor o igual a 2,24. El Pasivo Exigible es la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total, mientras que el Patrimonio Neto es la suma entre el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 30 de septiembre de 2018, la Razón de Endeudamiento fue de 2,12.
- Activos Susceptibles de Constituirse en Garantía: Se debe mantener activos susceptibles de constituirse en garantía respecto a Pasivos Exigibles No Garantizados en una razón mayor o igual a 1. El Total de Activos Libres es la diferencia entre el Total de Activos Depurados o Libres y el Total de Activos Grabados. Para el Total de Activos Depurados o Libres se considera el Total de Activos menos la suma de Efectivo en caja, Saldos en bancos, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente, Pagos anticipados, corrientes, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes, y Activos intangibles identificables, bruto, mientras que el Total de Activos Grabados corresponde a los activos comprometidos a través de garantías directas. Por otro lado, los Pasivos Exigibles No Garantizados corresponden a la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total, descontando los Pasivos Garantizados a través de garantías directas. Al 30 de septiembre de 2018, la relación mencionada fue de 1,07.

Las líneas de crédito locales, no desembolsadas, incluyen los siguientes covenants cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en los respectivos contratos y son:

- Razón de Endeudamiento: Se debe mantener una relación entre Deuda Financiera y Patrimonio Neto menor o igual a 1,3. Deuda Financiera es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente y Préstamos que devengan intereses, no corrientes, mientras que Patrimonio Neto es la suma entre Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 30 de septiembre de 2018, la Razón de endeudamiento fue de 1,04.
- Capacidad de Pago de la Deuda (Ratio Deuda/EBITDA): Se debe mantener una relación entre Deuda Financiera y EBITDA menor o igual a 3,5. Deuda Financiera es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente y Préstamos que devengan intereses, no corrientes, mientras que EBITDA es el Resultado de Explotación excluidos el Gasto por depreciación y amortización y la Reversión de pérdidas (pérdidas) por deterioro de valor que corresponda para los cuatro trimestres móviles que terminen en la fecha de cálculo. Al 30 de septiembre de 2018, la Razón Deuda/EBITDA fue de 2,74.

Por su parte, los "Yankee Bonds" o cualquier otra deuda de Enel Américas a nivel individual, no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

Al 30 de septiembre de 2018, el covenant financiero más restrictivo de Enel Américas era la Razón de Endeudamiento correspondiente al bono local Serie B2.

Como consecuencia de la adquisición de la distribuidora brasileña Eletropaulo, al cierre de junio 2018, se generó un aumento de los pasivos, al considerar nueva deuda para la adquisición y la consolidación de la deuda inercial de Eletropaulo, lo que generó que en el bono B2 el covenant financiero de Razón de endeudamiento superara el límite de 2,24 veces, al cierre de junio 2018. El incumplimiento no implica aceleración automática de la deuda, ni tampoco se desencadenan cross defaults con otras deudas, por la baja materialidad del incumplimiento (el valor equivalente en dólares a la fecha de estos estados financieros del bono local Serie B2 ascendía a US\$27,2 millones). Dicho incumplimiento fue debidamente informado a la CMF, al banco representante de tenedores de bonos (Santander – Chile) y al mercado mediante los estados financieros de junio 2018.

Para subsanar el incumplimiento, y acorde a las prácticas habituales de mercado, Enel Américas solicitó al banco representante de tenedores de bonos, una convocatoria a una Junta de Bonistas, para explicar el racional del incumplimiento y votar como solución respecto de la eliminación de los covenants antes mencionados, y así de paso homologar sus características con el resto de la deuda de la sociedad. Dicha Junta tomó lugar el día 18 de octubre, siendo votado favorablemente por el 65,27% de la emisión total, por lo que la modificación no alcanzó el quórum exigido por ley (2/3) para su aprobación.

Al cierre de los estados financieros de septiembre de 2018, todos los covenants antes señalados están en total cumplimiento, situación que podría reversarse a futuro, por lo que la compañía seguirá monitoreando la evolución de los covenants presentes en este instrumento de deuda.

En Perú, la deuda de Enel Distribución Perú incluye el siguiente covenant:

- Bonos locales del cuarto programa, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2018 ascendió a MUS\$ 86.256 y cuyo último vencimiento es en enero de 2033, incluye el covenant Razón de Endeudamiento, calculado como Total de Pasivos menos Pasivos Diferidos sobre Patrimonio.

Por su parte, la deuda de Enel Generación Perú incluye los siguientes covenants:

- Bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2018 ascendió a MUS\$ 43.843 y cuyo último vencimiento es en enero 2028, incluye el covenant Razón de Endeudamiento, calculado como Deuda Financiera menos caja sobre Patrimonio Neto.
- Préstamo bancario de Chinango, filial de Enel Generación Perú, con Bank of Nova Scotia, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2018 ascendió a MUS\$ 850 y cuyo vencimiento es en enero 2019, incluye los covenants, calculados a nivel individual, Razón de Endeudamiento, calculado como Deuda Neta menos caja sobre Patrimonio Neto y Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera sobre EBITDA.
- Al 30 de septiembre de 2018, el covenant financiero más restrictivo de Enel Generación Perú era la Razón de Endeudamiento, correspondiente a los bonos locales, mientras que el covenant más restrictivo de Chinango era la Capacidad del pago de la deuda.

Finalmente en Perú, la deuda de Enel Generación Piura incluye el siguiente covenant:

- Arrendamiento financiero (leasing) con el Banco de Crédito del Perú, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2018 ascendió a MUS\$ 48.073 y cuyo vencimiento es en junio de 2020, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Flujos de Caja para Servicio de la Deuda sobre Servicio de la Deuda y Nivel de Endeudamiento, calculado como calculado como Total de Pasivos menos Pasivos Diferidos sobre Patrimonio.
- Arrendamiento financiero (leasing) con el Banco Scotiabank, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2018 ascendió a MUS\$ 33.593 y cuyo vencimiento es en marzo de 2022 e incluye idénticos covenants que el contrato de arrendamiento con el Banco de Crédito del Perú.
- Al 30 de septiembre de 2018, el covenant más restrictivo de Enel Generación Piura fue la Capacidad de pago de la deuda presente en el contrato con el Banco Scotiabank.

En Brasil, la deuda de Enel Distribución Río incluye los siguientes covenants:

- Novena emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2018 ascendió a MUS\$ 151.088 y cuyo vencimiento es en diciembre de 2020, incluyen los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera sobre EBITDA y la Razón de endeudamiento, calculado como Deuda Financiera sobre la suma de Deuda Financiera y Patrimonio Líquido.

- Préstamos del Banco Nacional De Desenvolvimento (“BNDES”), cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2018 ascendió a MUS\$ 225.787 y cuyo último vencimiento es en diciembre de 2023, incluyen los siguientes covenants, en que sus definiciones varían según el contrato con BNDES: Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA y la Razón Deuda Financiera Neta sobre la suma de Deuda Financiera y Patrimonio Líquido.
- Préstamo bancario con Banco Citibank e Itaú, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2018 ascendió a MUS\$ 209.087 y cuyo último vencimiento es en julio de 2021, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA y la Razón de endeudamiento, calculado como Deuda Financiera Neta sobre la suma de la Deuda Financiera Neta y Patrimonio Líquido.
- Al 30 de septiembre de 2018, el covenant financiero más restrictivo de Enel Distribución Río era la Capacidad de pago de la deuda, contenidos en los préstamos con BNDES.

Adicionalmente en Brasil, la deuda de Enel Distribución Ceará incluye los siguientes covenants:

- Préstamo con Electrobrás y Banco do Brasil, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2018 ascendió a MUS\$ 63.046 y cuyo último vencimiento es en octubre de 2023, incluyen el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA.
- Préstamos con BNDES y Banco Itaú, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2018 ascendió a MUS\$ 63.224 cuyo último vencimiento es en diciembre de 2023, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA y Razón de Endeudamiento, calculada como Deuda Neta sobre la suma de la Deuda Neta y Patrimonio Líquido.
- Tercera emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2018 ascendió a MUS\$ 39,187 y cuyo vencimiento es en octubre de 2018, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA y Capacidad de pago de intereses, calculado como EBITDA sobre Gastos Financieros Netos.
- Quinta emisión, Sexta emisión de bonos locales y Notas Promisoria con Itaú, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2018 ascendió a MUS\$ 241.008 y cuyo vencimiento es en junio de 2025, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA.
- Al 30 de septiembre de 2018, el covenant más restrictivo de Enel Distribución Ceará era la Razón Deuda/EBITDA correspondiente a los bonos locales y notas promisorias.

La deuda de Enel Cien, en Brasil, incluye los siguientes covenants:

- Préstamo con BNDES, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2018 ascendió a MUS\$ 2.345 y cuyo vencimiento es en junio de 2020, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA y Razón de Endeudamiento, calculada como Deuda Neta sobre la suma de la Deuda Neta y Patrimonio Líquido.
- Al 30 de septiembre de 2018, el covenant más restrictivo de Enel Cien era la Razón Deuda Neta sobre EBITDA.

Adicionalmente en Brasil, la deuda de Eletropaulo incluye los siguientes covenants:

- 14ava y 23ava emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2018 ascendió a MUS\$ 888.931 y cuyo último vencimiento es en septiembre de 2025, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA y Capacidad de pago de intereses, calculada como EBITDA sobre Gastos Financieros Netos (sólo aplicable a la 14ava emisión).
- Al 30 de septiembre de 2018, el covenant más restrictivo de Eletropaulo era la Razón Deuda/EBITDA.

Finalmente en Brasil, la deuda de Fortaleza incluye el siguiente covenant:

- Préstamo con Citibank, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2018 ascendió a MUS\$ 60.525 y cuyo vencimiento es en abril de 2020, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA.

En Colombia, la deuda de Codensa S.A. ("Codensa"), incluye el siguiente covenant:

- Préstamos bancarios con el Bank of Tokyo, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2018 ascendió a MUS\$ 122.921 y cuyo último vencimiento es en junio de 2020, incluyen el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculada como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA.

El resto de las filiales no mencionadas en esta Nota no están sujetas al cumplimiento de covenants financieros.

Por último, en la mayoría de los contratos, el aceleramiento de la deuda por incumplimiento de estos covenants no se da en forma automática, sino que deben cumplirse ciertas condiciones, como el vencimiento de los plazos de cura establecidos en los mismos, entre otras condiciones.

Al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, ninguna de las filiales de Enel Américas se encontraba en incumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, ni tampoco en otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

35.5 Otras informaciones

Enel Generación Costanera S.A.

Contratos de Disponibilidad de Ciclos Combinados y Turbovapor

El 18 de marzo de 2015, la Subsecretaría de Energía Eléctrica emitió la Nota SS.EE. 476/2015, la cual estableció el procedimiento para compatibilizar las remuneraciones de la Resolución SE N° 95/2013 y los Contratos de Disponibilidad de Ciclos Combinados y Turbovapor celebrados entre Central Costanera S.A. y CAMMESA, a partir de febrero de 2014. De acuerdo a lo estipulado en la misma, Central Costanera S.A. renunció a percibir transitoriamente la Remuneración Adicional Fideicomiso dispuesta en la Resolución SE. N° 95/2013 y sus modificatorias y complementarias, que no estuvieran ya comprometidas, y la Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes establecidos en la Resolución SE N° 529/2014 y sus modificatorias y complementarias.

El procedimiento implicó la reversión de las deducciones emitidas y aplicadas a Central Costanera S.A. conforme a lo instruido mediante las notas S.E. N° 7594/2013 y N° 8376/2013, a partir de la entrada en vigencia de esa norma. A contar del mes de enero de 2015, los conceptos a los que renunció la Sociedad fueron aplicados a la compensación de los fondos que CAMMESA transfirió a la Sociedad a partir de dicha fecha para la ejecución de las tareas previstas en los contratos. En el caso que lo acumulado por los conceptos no alcanzase a compensar la totalidad de los fondos transferidos por CAMMESA a Central Costanera S.A., éstos deberán ser acumulados en una cuenta especial denominada "Cuenta Contratos de Disponibilidad".

Con fecha 29 de junio de 2015, la Secretaría de Energía emitió su Nota S.E. N° 1210/2015 mediante la cual instruyó a CAMMESA el método para adecuar las condiciones de remuneración establecidas en las correspondientes cláusulas de los Contratos de Disponibilidad de Equipamiento Ciclos Combinados y Turbovapor, contemplando los conceptos definidos en las Resoluciones SE. N° 95/2013 y SE. N° 529/2014 y demás normativa aplicable.

El 3 de julio de 2015, Central Costanera firmó las adendas con CAMMESA a los Contratos de Compromiso de Disponibilidad de Ciclos combinados y Turbovapor. Las disposiciones de los Contratos más las modificaciones introducidas por las adendas regulan el acuerdo entre las partes y se entienden plenamente vigentes hasta que haya finalizado el período de vigencia establecido en los citados contratos. Consecuentemente, CAMMESA desarrolló todos los documentos requeridos así como las modificaciones incluidas en las adendas, según lo definido en el procedimiento.

El 30 de agosto de 2016, mediante Nota B-110359-1, CAMMESA informó a la Sociedad la autorización de la Secretaría de Energía Eléctrica de reasignar los fondos de parte de las Obras Complementarias por hasta USD 5.287.772 originalmente previstos para las Unidades de Turbovapor N° 3 y 4 a la unidad TV N°6. Asimismo, se amplió el alcance de las Obras Complementarias previstas a ejecutar en las unidades TV N°6 y N°7 por hasta un monto de USD 10.575.000 más IVA y derechos de importación. El 16 de diciembre de 2016 se firmó la Adenda V al Contrato de Compromiso de Disponibilidad de Equipamiento Turbovapor en el MEM, mediante la cual se aprobó la reasignación de fondos requeridos para la realización de las obras complementarias en la unidad TV06 por un monto de USD 5.287.772 más impuestos, y se amplía el fondo destinado a las obras complementarias de la TV06 y TV07 por hasta una suma de USD 10.575.000 más impuestos.

El contrato de disponibilidad de equipamiento de ciclos combinados finalizó el 31 de octubre de 2016. Sin perjuicio de ciertas obras menores ejecutadas con posterioridad, en el mes de diciembre del 2017, la Sociedad envió sendas notas a CAMMESA con el objeto de solicitar la finalización de los contratos de compromiso de disponibilidad de equipamiento. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, la Sociedad no ha recibido notificación alguna de CAMMESA en relación al cierre de dichos contratos. Los estados financieros al 30 de septiembre de 2018 contemplan los efectos estimados de esta cuestión en base a las mejores expectativas de la Sociedad respecto a la resolución esperada de este tema.

Central Vuelta de Obligado (VOSA)

Durante el ejercicio 2016, VOSA continuó generando energía a requerimiento de CAMMESA con las dos TGs a ciclo simple con ambos combustibles, no obstante el avance de obra se vio ralentizado; hecho que motivó varias notas de reclamo de parte de VOSA a GE, actuando en nombre del Fideicomiso VOSA, para lograr recuperar el ritmo de obra. En este sentido, con fecha 12 de febrero de 2016 GE inició un reclamo de mayores costos al Fideicomiso VOSA a través de la cláusula contractual de "negociaciones amistosas". Durante el mes de septiembre de 2016, a causa de los sobre costos derivados de la inflación, las negociaciones terminaron en un proceso de arbitraje previsto en el contrato. El 10 de noviembre de 2016 el FCVO y VOSA fueron notificados por el Tribunal de Arbitraje de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires de la demanda arbitral entablada por GE.

El 7 de agosto de 2017, tras una serie de tratativas negociables, el FCVO y GE celebraron un Segundo Acuerdo Suplementario ("SAS") por medio del cual GE se comprometió a alcanzar el Inicio de la Operación Total ("IOT") a más tardar el 28 de febrero de 2018 y, además de otras cuestiones, las Partes acordaron nuevas penalidades por incumplimiento, la entrega de nuevas garantías, y la suspensión de todos los plazos judiciales y/o extrajudiciales hasta el 29 de mayo de 2018 respecto de las acciones y reclamos existentes entre el FCVO y GE. Con tal motivo, las Partes le solicitaron al Tribunal la suspensión del proceso arbitral, resolviendo finalmente el Tribunal suspender el proceso hasta el 28 de mayo de 2018. Posteriormente, con fecha 11 de junio de 2018, las Partes resolvieron extender el período de suspensión de todos los plazos judiciales y/o extrajudiciales hasta el 15 de septiembre de 2018, y antes de vencer este último plazo, con fecha 13 de septiembre de 2018, las Partes resolvieron extender nuevamente el período de suspensión de todos los plazos judiciales y/o extrajudiciales hasta el 15 de noviembre de 2018.

Finalmente, con fecha 20 de marzo de 2018, CAMMESA habilitó la operación comercial en el Mercado Eléctrico Mayorista, de las dos unidades TGs y TV en su funcionamiento como ciclo combinado de la Central Vuelta de Obligado, por hasta 778,884 MW (potencia neta). A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, aún se encuentra pendiente de formalización el Contrato de abastecimiento de energía eléctrica (PPA) con CAMMESA para empezar a recibir el cobro de las cuotas. Una vez formalizado el acuerdo, la Sociedad readecuará la clasificación del crédito entre corriente y no corriente.

Deudas CAMMESA

El 18 de agosto de 2016, CAMMESA y Costanera formalizaron un contrato de mutuo y cesión de créditos en garantía, por un monto de 1.300 millones necesarios para financiar la operación de la Central. La metodología y plazos a implementar para la devolución serán en un máximo de 48 cuotas mensuales iguales y consecutivas, con un plazo de gracia de 12 meses, a contar desde la entrega del último adelanto parcial o el día 31 de diciembre de 2016 como fecha límite, lo que ocurra primero, a las que se les aplicará intereses a la tasa equivalente al rendimiento medio mensual obtenido por CAMMESA en sus colocaciones financieras.

En ese sentido, durante el mes de mayo de 2018 la Sociedad comenzó a pagar las respectivas cuotas del citado contrato. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros la Sociedad ha pagado las 5 primeras cuotas de las 48 establecidas en el mismo.

Al 30 de septiembre de 2018, el saldo de esta deuda asciende a pesos AR\$ 2.036.167.601 (incluyendo intereses) y se exponen pesos AR\$1.473.463.039 en el pasivo no corriente y pesos AR\$562.704.562 en el pasivo corriente. Al 31 de diciembre de 2017, el saldo de esta deuda ascendía a pesos AR\$ 1.853.477.112 (incluyendo intereses) y se exponían pesos AR\$1.390.107.834 en el pasivo no corriente y pesos AR\$463.369.278 en el pasivo corriente.

Costanera garantiza la devolución de dichos fondos mediante la constitución de una prenda con registro en primer grado sobre las unidades COSTTV01-02-03-04-06-07 y con la cesión del 100% de sus créditos en el MEM.

Provisiones y pasivos contingentes**Administración Federal de Ingresos Públicos – Dirección General Impositiva (AFIP)**

La Sociedad presentó su declaración jurada del impuesto a las ganancias por el ejercicio 2013, aplicando el mecanismo de ajuste por inflación impositivo previsto en la Ley de Impuesto a las Ganancias. En el caso de la Sociedad, la imposibilidad normativa de practicar el ajuste por inflación en materia impositiva tendría como consecuencia la determinación de un impuesto sobre ganancias inexistente, ya que la liquidación del gravamen aplicando los mecanismos de ajuste por inflación arroja quebranto impositivo, y de no aplicarse los mecanismos de ajuste por inflación, se verificaría un supuesto de confiscatoriedad, en un todo de acuerdo con la jurisprudencia de la Corte Suprema de Justicia de la Nación en autos “Candy S.A.”. En forma complementaria, la Sociedad interpuso una Acción Declarativa de Certeza y Medida Cautelar ante la Justicia Nacional de Primera Instancia en lo Contencioso Administrativo Federal, con la finalidad de obtener que se declare, en el caso concreto, la inaplicabilidad de toda norma que suspenda la aplicación de los mecanismos de ajuste por inflación por acreditarse un supuesto de confiscatoriedad. El 31 de octubre de 2014, se notificó a la Sociedad la resolución de la sentencia del juzgado que resolvió no hacer lugar a la medida cautelar solicitada. Contra esa resolución, con fecha 7 de noviembre de 2014 la Sociedad presentó recurso de apelación para que sea tratado por la Cámara de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal. Dicha Cámara confirmó el rechazo de la cautelar, notificando su resolución el día 12 de marzo de 2015. El 21 de noviembre de 2014 la Sociedad solicitó al juzgado de primera instancia el traslado de la Acción Declarativa al Fisco Nacional, a efectos de que siga adelante el tratamiento de la cuestión de fondo, paralelamente con la impugnación a la resolución que rechazó la medida cautelar solicitada. Con fecha 13 de mayo de 2015 la Sociedad solicitó al juzgado interviniente la apertura del período probatorio, la cual fue ordenada con fecha 18 de mayo de 2015. En virtud de ello se efectuaron los traslados de los puntos de prueba ofrecidos, traslados que fueron contestados oportunamente y respecto de los cuales el Juzgado resolvió haciendo lugar a los puntos de prueba pericial ofrecidos por ambas partes. El 31 de mayo de 2017, habiendo tomado vista del expediente administrativo, la Sociedad observó el informe de descargo de fecha 2 de febrero de 2017, suscripto por la AFIP, donde se expone que no surgen observaciones que formular respecto a los ajustes y de los conceptos afectados por el ajuste por inflación relacionados con la declaración jurada del impuesto a las ganancias presentada por la Sociedad y elevando dicho informe a la División Fiscalización Externa II para su consideración. El 6 de junio de 2017 el juzgado ordenó que se corra traslado a las partes del informe pericial. Ello así, la Sociedad procedió a notificarse personalmente del informe pericial y presentó su contestación de traslado prestando conformidad con dicho informe. Por su parte, el Fisco Nacional contestó dicho traslado en tiempo y forma, formulando ciertas impugnaciones al mentado informe. Habiendo el Fisco Nacional corrido traslado al perito de sus impugnaciones, el perito contador contestó dicho traslado en fecha 8 de marzo de 2018 ratificando en todos sus términos el informe pericial. Con fecha 4 de septiembre de 2018 la Sociedad solicitó se ordene la clausura del período probatorio. Finalmente, con fecha 6 de septiembre de 2018, se dispuso la clausura del período probatorio y se pusieron las actuaciones para alegar en mérito a las pruebas del caso.

Adicionalmente, la Sociedad presentó su declaración jurada del impuesto a las ganancias por el ejercicio 2014, aplicando el mecanismo de ajuste por inflación impositivo previsto en la Ley de Impuesto a las Ganancias a los mismos efectos que lo realizado para el período fiscal 2013. En virtud de ello, en forma complementaria la Sociedad interpuso con fecha 8 de mayo de 2015 una Acción Declarativa de Certeza ante la Justicia Nacional de Primera Instancia en lo Contencioso Administrativo Federal, con la finalidad de obtener que se declare, en el caso concreto, la inaplicabilidad de toda norma que suspenda la aplicación de los mecanismos de ajuste por inflación por acreditarse un supuesto de confiscatoriedad. Con fecha 11 de junio de 2015, el juzgado tuvo presente la demanda interpuesta, ordenando su comunicación a la Procuración del Tesoro de la Nación. Con fecha 25 de septiembre de 2015 el expediente fue remitido a la Fiscalía Federal para que se expida sobre la competencia del Tribunal interviniente. Con fecha 30 de octubre de 2015, y en atención a lo manifestado por el Fiscal Federal, se tuvo por competente al Juzgado, y asimismo se ordenó correr traslado de la demanda a la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP). Consecuentemente, con fecha 11 de diciembre de 2015, la Sociedad corrió traslado de la demanda a la AFIP, quien contestó la misma en tiempo y forma. El 23 de junio de 2016 se proveyeron las pruebas ofrecidas por las partes. En virtud de ello se efectuaron los traslados de los puntos de prueba ofrecidos, traslados que fueron contestados oportunamente por ambas partes. El 22 de diciembre de 2016 el juzgado resolvió rechazar las impugnaciones planteadas por la Sociedad y admitió los puntos adicionales propuestos por el Fisco Nacional. El 31 de mayo de 2017, habiendo tomado vista del expediente administrativo, la Sociedad observó el informe de descargo de fecha 2 de febrero de 2017, suscripto por la AFIP, donde se expone que no surgen observaciones que formular respecto a los ajustes y de los conceptos afectados por el ajuste por inflación relacionados con la declaración jurada del impuesto a las ganancias presentada por la Sociedad y elevando dicho informe a la División Fiscalización Externa II para su consideración. Por su parte, en el expediente judicial, luego de sucesivas prórrogas, con fecha 23 de marzo de 2018 el perito contador presentó el informe pericial, el cual se encuentra pendiente de notificación a las partes. El 6 de julio de 2018 se envió cédula de notificación a la parte demandada a los fines de correrle traslado del informe pericial contable. Con fecha 21 de agosto de

2018 el Fisco contestó el informe pericial, solicitando ciertas aclaraciones al mismo, lo cual debe ser contestado por el perito contador una vez que sea notificado por el juzgado.

Continuando un criterio consistente con los períodos fiscales anteriores, la Sociedad presentó su declaración jurada del impuesto a las ganancias por el ejercicio 2016, aplicando el mecanismo de ajuste por inflación impositivo previsto en la Ley de Impuesto a las Ganancias a los mismos efectos que lo realizado para el período fiscal 2013 y 2014. En forma complementaria la Sociedad interpuso con fecha 15 de mayo de 2017 una Acción Declarativa de Certeza ante la Justicia Nacional de Primera Instancia en lo Contencioso Administrativo Federal, a los mismos efectos que lo realizado para los períodos fiscales antes señalados. Dicha demanda recayó ante el Juzgado Contencioso Administrativo Federal N°2, Secretaría N°3, juzgado que ordenó con fecha 31 de mayo de 2017 acompañar toda la documental ofrecida por la Sociedad. Con fecha 31 de julio de 2017 se acompañó al expediente la mentada documental, y posteriormente con fecha 16 de agosto de 2017 se acreditó el diligenciamiento del oficio dirigido a la Procuración General de la Nación. Finalmente, con fecha 22 de septiembre de 2017 el juzgado ordenó correr el traslado de la demanda al Fisco Nacional. Consecuentemente con fecha 17 de noviembre de 2017 se presentó ante el Juzgado el oficio pertinente para cumplimentar con dicho traslado a los fines de ser confrontado, encontrándose actualmente el expediente a despacho. Con fecha 8 de febrero de 2018 el oficio fue confrontado por el juzgado, corriéndose el traslado a la demanda. El 16 de abril de 2018, la AFIP contestó demanda e interpuso excepción de personería por lo que el juzgado dispuso que se corra traslado a la parte actora de la excepción interpuesta por el Fisco Nacional. Recientemente la Sociedad contestó el traslado respecto de la excepción de la personería, adjuntando el nuevo poder de representación, encontrándose actualmente el expediente a despacho.

Continuando un criterio consistente con los períodos fiscales anteriores, la Sociedad presentó su declaración jurada del impuesto a las ganancias por el ejercicio 2017, aplicando el mecanismo de ajuste por inflación impositivo previsto en la Ley de Impuesto a las Ganancias a los mismos efectos que lo realizado para el período fiscal 2013, 2014 y 2016. La Sociedad con fecha 16 de octubre de 2018 interpuso la Acción Declarativa de certeza, por ante la Secretaría Contenciosa Administrativa a fin de que se realice el sorteo del juzgado a intervenir en las presentes actuaciones, resultando designado el Juzgado Contencioso Administrativo Federal N° 11 Secretaría N° 21. Ello así, con fecha 19 de octubre de 2018 el juzgado tuvo por presentada la acción, ordenando que se cumpla con la Acordada N° 7/94 y N° 13/05 y que se acompañe la prueba documental ofrecida, lo cual está próximo a cumplimentarse.

En virtud de las altas probabilidades de que el planteamiento de Enel Generación El Chocón debería encontrar resolución favorable tanto a nivel judicial como a nivel de Tribunal Fiscal de la Nación en término de la improcedencia de impuesto a las ganancias por los ejercicios 2013, 2014, 2016 y 2017 por configurarse un supuesto de confiscatoriedad, durante 2018 la Sociedad desafectó una provisión de impuestos de ARS 268.075.396 Al 31 de diciembre de 2017, la Sociedad había desafectado una provisión de impuestos de ARS 411.770.483, más los intereses resarcitorios de ARS 107.792.572, incluida en el pasivo corriente.

Edesur S.A.

Con fecha 5 de abril de 2016, se publicaron las resoluciones ENRE N° 54 y N° 55. Mediante la primera de ellas, el ENRE resuelve llevar adelante el procedimiento tendiente a la contratación de los servicios de consultoría para la realización de la RTI, y aprueba el pliego de bases y condiciones particulares al efecto.

Por su parte, la Resolución ENRE N° 55/2016 aprueba el programa para la RTI en el año 2016. La misma define los criterios y metodología a los que deberá sujetarse Edesur para realizar los estudios tarifarios en dicho proceso, como asimismo el plan de trabajo. Para la elaboración de las propuestas tarifarias, el ENRE informó a la Sociedad los parámetros de calidad objetivo y los criterios de gestión que deberán ser contemplados, e informó la tasa de rentabilidad que se deberá tener en cuenta para el cálculo del costo propio de distribución.

El ENRE, a través de su Resolución N° 522/2016 del día 28 de septiembre de 2016, convocó a audiencia pública con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones sobre las Propuestas Tarifarias presentadas por las empresas distribuidoras para el próximo período quinquenal.

En el marco del proceso de la RTI, con fecha 28 de octubre de 2016 se llevó a cabo la audiencia pública para poner en conocimiento y escuchar opiniones sobre las propuestas tarifarias que las empresas distribuidoras Edesur y Edenor S.A. presentaron al ENRE conforme a la Resolución ENRE N°55/2016.

En su exposición, Edesur presentó una síntesis de su propuesta para los próximos 5 años y destacó especialmente la significativa inversión proyectada para el período 2017-2021. Asimismo, afirmó que se está haciendo foco en la mejora de la calidad del servicio a través de la reducción de los tiempos de restitución del suministro, la optimización en la atención comercial y la incorporación de tecnología en todo el proceso operativo.

Con fecha 14 de noviembre de 2016, el ENRE publicó en el B.O. una nota en relación a dicha audiencia, comprometiéndose en un plazo de 30 días, a partir del 11 de noviembre de 2016, a dictar resolución final de la Audiencia Pública.

En cumplimiento de lo anterior, el 30 de diciembre de 2016, el ENRE publicó la Resolución ENRE N° 626, aprobando el documento denominado “Resolución Final Audiencia Pública” con el objeto de poner en conocimiento y responder las opiniones vertidas sobre las propuestas tarifarias presentadas por las empresas y con carácter previo a definir las tarifas a aplicar. Asimismo, traslada a consideración de la Subsecretaría de Coordinación de Política Tarifaria del MINEM aquellos temas planteados en la audiencia, que no son competencia de dicho Ente.

Como consecuencia de lo anterior, el 1° de febrero de 2017 el ENRE emitió la Resolución N° 64 que aprobó los valores del nuevo cuadro tarifario.

Con relación a la aplicación de la nueva estructura y cargos tarifarios, el MINEM entendió oportuno y conveniente instruir al ENRE a limitar el incremento del VAD surgido como resultado del proceso de RTI a aplicar a partir del 1° de febrero de 2017, a un máximo de 42% respecto del VAD vigente a la fecha, debiendo completar la aplicación del valor restante del nuevo VAD, en dos etapas: la primera en noviembre de 2017 y la última, en febrero de 2018.

Además, dispone que el ENRE debe reconocer al concesionario la diferencia del VAD que se produce por la aplicación de la gradualidad del incremento tarifario reconocido en la RTI, en cuotas a partir del 1° de febrero de 2018 y hasta el 31 de enero de 2021, las cuales se incorporarán al valor del VAD resultante a esa fecha. Con fecha 26 de julio de 2017, el ENRE emitió la Resolución N° 329/2017 que establece el procedimiento para la determinación del recupero del crédito y su facturación en 48 cuotas a partir del 1° de febrero de 2018.

La normativa también fija la forma de actualización de los ingresos de la Sociedad por efecto de variación de los precios de la economía y todas las demás cuestiones relacionadas con la calidad de la prestación de servicio y el reglamento de suministro.

En cumplimiento de la Resolución ENRE N° 64/2017, con fecha 20 de marzo de 2017 Edesur ratificó el plan de inversiones para el período 2017-2021 oportunamente informado para la RTI más la reconversión de las Subestaciones Balcarce y Tres Sargentos de 27,5 a 13,2 kW. Adicionalmente se indicó la posibilidad de adecuar dicho plan en el futuro ante cambios en la demanda.

Con fecha 17 de abril de 2017, el MINEM emitió una nota mediante la cual instruyó a la Secretaría de Energía Eléctrica (SEE) a determinar en un plazo de 120 días hábiles si existen obligaciones pendientes del Acta Acuerdo y el tratamiento a otorgarse, y a emitir durante los 30 días subsiguientes un informe de resolución final. A estos efectos, la SEE solicitó a Edesur, ENRE y CAMMESA la información pertinente.

Con la emisión de la Resolución ENRE N° 64/2017, sus modificatorias y la Resolución SEE N° 20/2017 que aprobó la reprogramación estacional de verano y fijó precios estacionales de referencia, se encuentra superada la etapa de transición tarifaria establecida en el Acta Acuerdo suscripta el 29 de agosto de 2005 entre Edesur y los entonces Ministerios de Economía y Producción, y de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, pasando a regirse la Sociedad por lo establecido en su Contrato de Concesión.

En mayo de 2017, la SEE, a través de sus resoluciones N° 256 y 261, aprobó la reprogramación estacional de invierno y extendió hasta el 31 de octubre de 2017 los precios estacionales de referencia fijados por la Resolución SEE N° 20/2017.

Con fecha 16 de mayo de 2017 fue promulgada, mediante Decreto PEN N° 339/2017, la Ley 27.351 de Electrodependientes. La misma otorga gratuidad y continuidad del suministro eléctrico a aquellas personas que se encuentren registradas como tales. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, se encuentra pendiente la definición por parte del PEN de la autoridad de aplicación y la asignación de las partidas presupuestarias necesarias para el cumplimiento de la norma.

El 27 de octubre de 2017 el ENRE, en cumplimiento de la Resolución del Ministerio de Energía y Minería N° 403, mediante las resoluciones 526 y 527 convocó a Audiencia Pública para el 17 de noviembre de 2017 en el Palacio de las Aguas, en la cual se trataron: En primer lugar, los nuevos precios de referencia de la potencia y energía, los precios de referencia de la potencia y estabilizados de referencia de la energía para los distribuidores en el nodo equivalente a cada uno de ellos correspondientes al Período Estacional de Verano 2017-2018; el Plan estímulo al ahorro de energía eléctrica; la tarifa social y la metodología de distribución, entre la demanda del MEM, del costo que representa la remuneración del transporte de energía eléctrica en extra alta tensión y, entre la demanda de la respectiva región, la correspondiente al transporte por distribución troncal. Y, en segundo lugar, informó el impacto que tendrá en la factura de los usuarios de las empresas distribuidoras las medidas que el Ministerio de Energía y Minería ha de implementar como resultado de la Audiencia Pública que dicho Ministerio ha convocado por Resolución MEyM 403/2017, en relación a los

precios del Mercado Eléctrico Mayorista, el retiro de subsidios del transporte de energía eléctrica, y a los criterios de reparto entre los usuarios del transporte de la remuneración de los Transportistas que este Ente resolviera en oportunidad de la Revisión Tarifaria Integral de Transporte de Energía Eléctrica.

Con fecha 1 de noviembre de 2017 el ENRE publicó la Resolución 525 haciendo lugar parcialmente al Recurso de Reconsideración interpuesto por EDESUR contra la Resolución ENRE 64/2017, aceptando su planteo en cuanto al tratamiento de las servidumbre y solicitándole a la empresa que en el término de 60 días de notificada la presente, remita el plan anual de regularización de las servidumbres a desarrollar durante el periodo 2017/2021, de igual forma en cuanto a los reconocimientos de gastos CAMMESA, tasas y otros que deben estar presentes en los futuros ajustes ex-post y modificaciones menores al régimen de calidad y otros reconocimientos.

Como resultado de la misma, el día 1° de diciembre de 2017 mediante la Resolución 602 el ENRE resolvió aprobar los nuevos valores del Costo Propio de Distribución de EDESUR, mediante la aplicación de los mecanismos previstos en la RTI. Conjuntamente emitió los nuevos Cuadros Tarifarios que reflejan los nuevos Precios Estacionales (generación y transporte) contenidos en la resolución de Secretaría de Energía Eléctrica 1091 del año 2017. Así, como también los nuevos esquemas de subsidio por Tarifa Social y bonificación por ahorro de consumo para usuarios residenciales.

Con fecha 17 de abril de 2017, el MINEM emitió una nota mediante la cual instruye a la Secretaría de Energía Eléctrica (SEE) a determinar en un plazo de 120 días hábiles si existen obligaciones pendientes del Acta Acuerdo y el tratamiento a otorgarse, y a emitir durante los 30 días subsiguientes un informe de resolución final. A estos efectos, la SEE solicitó a Edesur, ENRE y CAMMESA la información pertinente.

En el marco del procedimiento iniciado en virtud de la mencionada nota, con fecha 28 de diciembre de 2017, el MINEM emitió otra nota mediante la cual comunica a CAMMESA que con relación a las acreencias que pudieran corresponderle a la distribuidora respecto del Estado Nacional en virtud de lo previsto en las Actas Acuerdo por hechos y omisiones que hubieren ocurrido hasta la entrada en vigencia de los cuadros tarifarios resultantes de la RTI, descontadas las obligaciones a cargo de las concesionarias que se determinen pendientes de cumplimiento originadas en dicho período, el Estado Nacional toma a su cargo las obligaciones que Edesur mantiene con CAMMESA por la compra de energía eléctrica en el MEM. Lo anterior, en ejercicios de la facultad prevista por el artículo 15 de la Ley N° 27.341 y en base a lo establecido en dicho artículo en relación con las obligaciones de las empresas distribuidoras a las que no se les hubiera reconocido ingresos. Con fecha 29 de diciembre de 2017, Edesur prestó conformidad a los términos de esta nota. Asimismo, la Sociedad deberá prestar conformidad a la determinación que el MINEM efectuará de las obligaciones pendientes de cumplimiento en relación con el Acta Acuerdo y de las condiciones y modalidades contempladas para la compensación de dichas obligaciones y de las obligaciones mencionadas en este párrafo, previo desistimiento de cualquier reclamo administrativo, arbitral o judicial contra el Estado Nacional relacionado con la aplicación del Acta Acuerdo. De no prestarse tal conformidad, la cesión de deuda quedará sin efecto.

En el marco del procedimiento iniciado, con fecha 28 de diciembre de 2017, el MINEM comunicó mediante nota a CAMMESA que el Estado Nacional tomará a su cargo las obligaciones que Edesur mantiene con CAMMESA por la compra de energía eléctrica en el MEM. Invocando para ello las facultades previstas por el artículo 15 de la Ley N° 27.341 e indicando que dicho acto se encuentra sujeto a la prestación de conformidad expresa de EDESUR sobre dicha cesión; y sobre las acreencias y obligaciones que se determinasen durante el procedimiento iniciado, desistimiento de cualquier reclamo administrativo, arbitral o judicial contra el Estado Nacional. Hecho que se produjo con fecha 29 de diciembre de 2017.

En base a la forma de actualización de ingresos de la Sociedad el 31 de enero de 2018, el ENRE aprobó los nuevos valores con vigencia a partir del 1° de febrero de 2018. Estos cuadros incluyen una nueva reducción de subsidios del precio mayorista, llevándolo hasta un valor del 90% del precio estacional operado en 2017, como así también mantienen la tarifa social y una bonificación del plan estímulo, por reducción del consumo eléctrico de menor alcance.

En cuanto a la componente del VAD, se incorporó a este cuadro tarifario la tercera cuota del aumento surgido como resultado del proceso de RTI, la parte proporcional del ingreso diferido producido por dicho escalonamiento, la actualización correspondiente al periodo septiembre 2017 – enero 2018 y la aplicación del factor de eficiencia, que refleja el cumplimiento por parte de Edesur del plan de inversiones comprometido en la RTI.

Paralelamente y con el objeto de retomar las condiciones estructurales de normalidad, el Gobierno Nacional Argentino decidió no prorrogar la vigencia de la Ley de Emergencia Eléctrica (vigente hasta el 31 de diciembre de 2017) y la de Emergencia Económica (vigente hasta el 6 de enero de 2018).

En cuanto a los puntos pendientes de reglamentación de la RTI, el día 31 de mayo de 2018 el organismo de control emitió la Resolución ENRE N° 170/2018 la cual resuelve aprobar el régimen sancionatorio por apartamiento del Plan de Inversiones presentados por las empresas distribuidoras al momento de la RTI.

Con fecha 30 de julio de 2018 Edesur firmó un compromiso con el ex MINEM, en el marco de la intención del ministerio de dotar de mayor gradualidad a los aumentos tarifarios. Por el mismo se establece que Edesur recibirá el 50% del aumento correspondiente al mecanismo de ajuste previsto en la tarifa a partir del 1° de agosto, mientras que el 50% restante se recibirá en 6 cuotas ajustadas a partir del 1° de febrero de 2019. El compromiso abarca, también, mantener el Plan de Inversión acordado en la RTI.

Con fecha 1° de agosto de 2018 se aplicó el 50% (7,925%) del aumento correspondiente a la aplicación del MMC de agosto de 2018 al VAD. Conjuntamente con dicho aumento se reanudó la senda de eliminación de subsidios al precio mayorista de la energía, que había quedado retrasado por la devaluación de junio y julio de 2018.

Adicionalmente, el ex MINEM modificó los topes a la tarifa social, generando como consecuencia una disminución de los subsidios a esta tarifa como así también, de las distorsiones provocadas por este concepto a las Distribuidoras que aún se encuentran pendientes de solución y en análisis por parte del ENRE. Con fecha 13 de agosto de 2018, Edesur procedió a recurrir esta resolución.

Plan de retiro voluntario

Durante el primer trimestre de 2018, el Directorio de la Sociedad aprobó un plan de retiro voluntario para el personal de la Sociedad que reúna ciertos requisitos, con vigencia hasta el 30 de noviembre de 2018. En todos los casos, Edesur se reserva la decisión final de la inclusión de cada interesado en el plan.

Por las adhesiones acordadas al 30 de septiembre de 2018, se reconoció un cargo a resultados de aproximadamente AR\$ 604 millones, quedando pendiente de pago a esa fecha un monto de AR\$ 11 millones, que se expone en las "Deudas sociales y fiscales" del pasivo corriente y no corriente, según corresponda.

Situación económica – financiera de Edesur

Edesur confía en que la aplicación de los efectos surgidos de la resolución final de la RTI permitirá recompensar la ecuación económico-financiera prevista en la ley y en el Contrato de Concesión, y revertir los efectos en la red de los acotados niveles de inversión consecuencia de la merma sostenida de ingresos en los años 2002 a 2014 y consiguientes restricciones financieras, y así alcanzar la normalización definitiva de la situación del servicio eléctrico prestado por la Sociedad.

Si bien la Sociedad presenta capital de trabajo negativo, los principales componentes del pasivo corriente (deuda con CAMMESA por compra de energía y deuda con el ENRE por multas) se encuentran supeditados a modificaciones a regulaciones específicas y conversaciones y reuniones de trabajo con las diversas autoridades del sector, las cuales se encuentran avanzadas a la fecha de publicación de los presentes estados financieros intermedios condensados. La Dirección de la Sociedad estima que adecuar así los plazos de cancelación de dichas obligaciones a las posibilidades reales de cancelación de la Sociedad, no haciéndolos exigibles en el corto plazo. No obstante, y hasta tanto se concreten e instrumenten los resultados de dichas negociaciones, dichos pasivos se exponen como corrientes.

Aplica a todas las Sociedades de Argentina

Reforma Fiscal

El 29 de diciembre de 2017 se firmó el Decreto 1112/2017 del Poder Ejecutivo Nacional, por el cual promulgó la Ley de reforma tributaria N° 27.430 sancionada por el Congreso de la Nación el 27 de diciembre de 2017. La ley fue publicada en el Boletín Oficial en la misma fecha de su promulgación. Los siguientes son aspectos relevantes de esa reforma:

- a) Reducción de la tasa corporativa de impuesto a las ganancias e impuesto adicional a la distribución de dividendos

Hasta el ejercicio fiscal finalizado el 31 de diciembre de 2017, se mantiene en el impuesto a las ganancias la tasa corporativa del 35%, que se reducirá al 30% durante los dos ejercicios fiscales contados a partir del que se inicia el 1° de enero de 2018, y al 25% para los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2020. Los efectos de esta reducción afectó la medición de los activos y pasivos por impuesto diferido al 31 de diciembre de 2017.

La reducción en la tasa de impuesto corporativa se complementa con la aplicación de un impuesto a la distribución de dividendos efectuada a personas humanas locales y a beneficiarios del exterior, que la

Sociedad deberá retener e ingresar al fisco con carácter de pago único y definitivo cuando los dividendos se paguen. Ese impuesto adicional será del 7% o 13%, según sea que los dividendos que se distribuyan correspondan a ganancias de un período fiscal en el que la Sociedad resultó alcanzada a la tasa del 30% o del 25%, respectivamente. A estos fines se considera, sin admitir prueba en contrario, que los dividendos que se ponen a disposición corresponden, en primer término, a las ganancias acumuladas de mayor antigüedad.

b) Impuesto de igualación

De acuerdo con la ley 25.063, el pago de dividendos en exceso de las ganancias fiscales acumuladas al cierre del ejercicio inmediato anterior a la fecha de dicho pago (en su caso; distribución de utilidades), genera la obligación de retener sobre ese excedente un 35% de impuesto a las ganancias en concepto de pago único y definitivo. Dicha retención ya no resultará de aplicación para los dividendos (en su caso: utilidades) atribuibles a ganancias devengadas en los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2018.

c) Ajuste por inflación

Se dispone que para la determinación de la ganancia neta imponible de los ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2018 podrá tener que deducirse o incorporarse al resultado impositivo del ejercicio que se liquida, el ajuste por inflación que se obtenga por aplicación de las normas particulares contenidas en los artículos 95 a 98 de la ley de impuesto a las ganancias. Este ajuste procederá solo si el porcentaje de variación en el índice de precios internos al por mayor suministrado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos, conforme a las tablas que a esos fines elabore la AFIP, llegara a acumular (a) en los 36 meses anteriores al cierre del ejercicio que se liquida, un porcentaje superior al 100%, o (b) en el primer y segundo ejercicio que se inicien a partir del 1° de enero de 2018, una variación acumulada, calculada desde el primero de ellos y hasta el cierre de cada ejercicio, que supere en un tercio o dos tercios, respectivamente, el 100% mencionado.

d) Actualización de adquisiciones e inversiones efectuadas en los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2018

Para las adquisiciones o inversiones efectuadas en los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2018 procederán las siguientes actualizaciones, practicadas sobre la base de las variaciones porcentuales del índice de precios internos al por mayor que suministre el Instituto Nacional de Estadística y Censos conforme a las tablas que a esos fines elabore la AFIP:

En la enajenación de bienes muebles amortizables, inmuebles que no tengan el carácter de bienes de cambio, bienes intangibles, acciones, cuotas o participaciones sociales (incluidas las cuotas partes de fondos comunes de inversión), el costo computable en la determinación de la ganancia bruta se actualizará por el índice mencionado, desde la fecha de adquisición o inversión hasta la fecha de enajenación, y se disminuirá, en su caso, por las amortizaciones que hubiera correspondido aplicar, calculadas sobre el valor actualizado.

Las amortizaciones deducibles correspondientes a edificios y demás construcciones sobre inmuebles afectados a actividades o inversiones, distintos a bienes de cambio, y las correspondientes a otros bienes empleados para producir ganancias gravadas, se calcularán aplicando a las cuota de amortización ordinaria el índice de actualización mencionado, referido a la fecha de adquisición o construcción que indique la tabla elaborada por la AFIP.

e) Revalúo impositivo

La Ley 27.430 permite ejercer la opción de revaluar a fines impositivos, por única vez, ciertos bienes de titularidad del contribuyente existentes al cierre del primer ejercicio fiscal cerrado con posterioridad al 29 de diciembre de 2017, fecha de entrada en vigencia de la ley, en la medida que (i) estén situados, colocados o utilizados económicamente en el país, y se encuentren afectados a la generación de ganancias gravadas, (ii) no se trate de bienes con régimen de amortización acelerada o que estén totalmente amortizados, y (iii) no se trate de bienes que fueron exteriorizados conforme a la Ley 27.260.

El ejercicio de la opción conlleva el pago de un impuesto especial respecto de todos los bienes revaluados conforme a las alícuotas establecidas para cada tipo de bien, las que se aplicarán sobre la diferencia entre el valor impositivo revaluado residual y el valor impositivo de origen residual, calculados conforme con las disposiciones de la ley de impuesto a las ganancias. El impuesto determinado no es deducible a los efectos de la liquidación del impuesto a las ganancias, y la ganancia por el importe del revalúo está exenta del impuesto a las ganancias. Asimismo, el importe del revalúo, neto de las correspondientes amortizaciones, no es computable a los efectos de la liquidación del impuesto a la ganancia mínima presunta.

La revaluación se practica aplicando desde el año de alta de los bienes un factor de revalúo que surge de una tabla contenida en la Ley 27.430, y al valor así determinado se le restan las amortizaciones que hubieran correspondido según la ley de impuesto a las ganancias por los períodos de vida útil transcurridos, incluyendo el período de la opción. Para inmuebles que no sean bienes de cambio y bienes muebles amortizables, existe la opción de optar por la estimación que realice un valuator independiente, en tanto la misma no supere el

50% que resultaría de aplicar el factor de revalúo. Los bienes revaluados continuarán actualizándose fiscalmente sobre la base de las variaciones porcentuales del índice de precios internos al por mayor suministradas por el Instituto Nacional de Estadística y Censos, conforme a las tablas que a esos fines elabore la AFIP. De este modo, la amortización a deducir en la liquidación del impuesto a las ganancias tendrá como componentes (i) la cuota de amortización determinada en base al valor de origen, método y vida útil oportunamente adoptados para la determinación del impuesto a las ganancias, más (ii) la cuota de amortización correspondiente al importe del revalúo con la actualización posterior mencionada. Si un bien revaluado se enajenara en alguno de los dos períodos fiscales inmediatos siguientes al ejercicio tomado como base para la determinación del revalúo, el costo computable sufrirá una penalidad, consistente en reducir el importe residual del revalúo actualizado en un 60%, si la enajenación fuera en el primero de los ejercicios mencionados, o en una 30% si fuera en el segundo de los ejercicios.

Quienes ejerzan la opción de revaluar sus bienes conforme a lo previsto en la Ley 27.430 deben (i) renunciar a promover cualquier proceso judicial o administrativo por el cual se reclame, con fines impositivos, la aplicación de procedimientos de actualización de cualquier naturaleza hasta la fecha del primer ejercicio cuyo cierre se produzca con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de esa Ley, y (ii) desistir de las acciones y derechos invocados en procesos que hubieran sido promovidos respecto de ejercicios fiscales cerrados con anterioridad. Asimismo, el cómputo de la amortización del importe del revalúo o su inclusión como costo computable de una enajenación en la determinación del impuesto a las ganancias, implicará, por el ejercicio fiscal en que ese cómputo se efectúe, la renuncia a cualquier reclamo de actualización.

A la fecha de aprobación de estos estados financieros, Edesur y Enel Generación Costanera se encuentran analizando los efectos financieros del revalúo impositivo y no han decidido aún si harán uso de la opción establecida por la Ley 27.430. La Dirección de Enel Generación El Chocón ha decidido no ejercer la opción de revalúo impositivo y mantener los derechos a que se hace referencia en el párrafo precedente.

36. DOTACIÓN

La distribución del personal de Enel Américas, incluyendo la información relativa a las subsidiarias en los cinco países donde está presente el Grupo, al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, era la siguiente:

País	30/09/2018				Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	9	38	3	50	52
Argentina	25	1.946	2.549	4.520	4.745
Brasil	48	4.884	6.141	11.073	6.940
Perú	42	882	-	924	917
Colombia	32	2.070	2	2.104	2.106
Total	156	9.820	8.695	18.671	14.760

País	31/12/2017				Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	7	45	3	55	58
Argentina	45	3.709	1.107	4.861	4.801
Brasil	19	2.756	814	3.589	3.788
Perú	45	863	-	908	907
Colombia	37	1.941	2	1.980	1.963
Total	153	9.314	1.926	11.393	11.517

37. SANCIONES

Las siguientes compañías del Grupo han recibido sanciones de autoridades administrativas:

Subsidiarias

1. Edesur S.A.

Al 30 de septiembre del 2018, se encontraban pendientes de resolución siete sanciones del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) por incumplimientos de calidad técnica y calidad comercial por un monto de Arg\$ 31 millones (aproximadamente US\$ 778.005,-) y en el periodo 1 de julio al 30 de septiembre del 2018 no hemos sido sancionados en seguridad en la vía pública. Todas estas sanciones fueron oportunamente recurridas por Edesur.

2. Enel Generación Costanera S.A. (ex Endesa Costanera)

Al 30 de septiembre de 2018, se encuentra pendiente de resolución un recurso de apelación contra una multa impuesta por la Administración Federal de Ingresos Públicos ("AFIP") durante el año 2015 por Arg\$ 58.480 pesos argentinos (aprox. US\$ 1.468). Asimismo, junto a dicha sanción, se dispuso el pago de una diferencia de tributos de \$ 9.746,63 pesos argentinos (aprox. US\$ 245), por infracción al artículo 970 del Código Aduanero. Dicha sanción fue apelada y se encuentra pendiente de resolución, toda vez que se cumplió con el retorno de la exportación temporal en tiempo y forma legal, circunstancia que acreditó con la presentación de la documentación respaldatoria correspondiente.

3. Enel Distribución Río S.A.

En 2018, Secretaría Municipal de Medioambiente de São Gonçalo emitió un acta de infracción en contra a Enel Distribución Río en un monto de 47,0 MBRL por supuestas "contaminaciones del aire, agua y suelo, causados por el descarte y quema de residuos dispuestos irregularmente." Enel ha presentado un recurso administrativo en contra la sanción a la fecha sin resolución. El 30/09/18 el monto involucrado en la sanción era de US\$11.636.763 (47,0 MBRL). (Enel Energia e Serviços S.A. / Recurso administrativo Ayuntamiento de São Gonçalo).

Fiscales: La compañía recibió, el 13 de agosto de 2018, dos sanciones de la autoridad fiscal de la hacienda estatal del Rio de Janeiro por incumplimiento de normas (obligaciones de registro de facturas de compras y archivos fiscales). Se ha pagado el valor de 70 mil euros (US\$ 81.081).

4. Enel Distribución Ceará S.A. (Coelce)

En 2012, Agencia Nacional de Energia Elétrica – ANEEL ha sancionado Enel Distribución Ceará en un monto de 20,6 MBRL por supuestos errores en el registro de la base de activos de la compañía. Enel Distribución Ceará recurrió de la sanción que ha sido reducida a 11,2 MBRL. Considerándose la necesidad de la regularización de la compañía en el regulador (ANEEL), Enel Distribución Ceará pagó la sanción e inició una demanda en la justicia para la cancelación total de la sanción. La demanda se encuentra pendiente de resolver. Una decisión favorable resultaría en la devolución actualizada del monto pagado por Enel. El 30/09/18 el monto involucrado en la sanción era de US\$ 5.065.700 (20,5 MBRL). (Companhia Energética do Ceará – Coelce / 48500.0067700/2010-83, Recurso administrativo ANEEL).

5. Enel Distribución Goias S.A. (ex CELG Distribuição S.A)

En 2016, Agencia Nacional de Energia Elétrica – ANEEL ha sancionado Enel Distribución Goias en un monto de 61,0 MBRL por incumplimiento de obligación sectorial (vinculada a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE). Enel Distribución Goias ha presentado un recurso en contra la sanción a la fecha sin resolución. El 30/09/18 el monto involucrado en la sanción era de US\$ 8.056.007 (32,5 MBRL). (CELG Distribuição S.A. / 48500.004848/2015-32, Recurso administrativo ANEEL).

6. Eletropaulo

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL ha sancionado Enel por supuestos errores en el registro de la base de activos de la compañía. Eletropaulo ha presentado recurso lo cual fue rechazado. Enel ha presentado una demanda en la justicia para la cancelación total de la sanción. El juez dictó decisión rechazando la demanda de Eletropaulo, lo que Eletropaulo ha presentado una apelación al Tribunal (segunda instancia) a la fecha sin resolución. El 30/09/18 el monto involucrado en la sanción era de US\$ 45.278.000 (182,9 MBRL). (Eletropaulo x ANEEL / 0051114-70.2015.4.01.3400 [Auto de Infração n° 122/2012-SFF], Justicia Federal de Distrito Federal).

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL ha sancionado Enel por supuestas inadecuaciones formales de registros contables de activos. Eletropaulo afirma que los errores no han generado ninguna consecuencia práctica negativa para las tarifas, tan poco al servicio prestado por la Compañía. El recurso administrativo de Eletropaulo fue rechazado, entonces Eletropaulo ha presentado una demanda en la justicia para la cancelación total de la sanción a la fecha sin decisión de primera instancia. El 30/09/18 el monto involucrado en la sanción era de US\$ 22.488.000 (90,8 MBRL). (Eletropaulo x ANEEL / 0051411-43.2016.4.01.3400 [Auto de Infração n° 008/2012-SFF], Justicia Federal de Distrito Federal).

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL ha sancionado Enel por supuestas inadecuaciones (en 2012) formales de registros de los índices de calidad de suministro de los consumidores [PRODIST 8], así como ejecución de la compensación a los consumidores en razón del incumplimiento de estos índices (DIC, FIC y DMIC). Eletropaulo ha presentado un recurso administrativo y se espera el análisis y juicio de la Superintendencia de Fiscalización de los Servicios de Electricidad - SFE de la ANEEL. El 30/09/18 el monto involucrado en la sanción era de US\$ 6.103.832 (24,7 MBRL). (Eletropaulo / recurso administrativo ANEEL n.° 48500.002625/2015-96 [Auto de Infração n° 063/2017-SFE]).

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL ha sancionado Enel por supuestas inadecuaciones (en 2015) formales de registros de los índices de calidad de suministro de los consumidores [PRODIST 8], así como ejecución de la compensación a los consumidores en razón del incumplimiento de estos índices (DIC, FIC y DMIC). Eletropaulo ha presentado un recurso administrativo y se espera el análisis y juicio de la Superintendencia de Fiscalización de los Servicios de Electricidad - SFE de la ANEEL. El 30/09/18 el monto involucrado en la sanción era de US\$ 7.371.987 (29,8 MBRL). (Eletropaulo / recurso administrativo ANEEL n.° 48500.005077/2015-56 [Auto de Infração n° 064/2017-SFE]).

7. Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)

Al 30 de septiembre de 2018, Enel Distribución Perú ha pagado multas de las siguientes autoridades administrativas:

En favor de Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) por no presentar declaraciones juradas por los períodos correspondientes al año 2013, por la suma de S/ 75,337 (aprox. US\$22.841), incluyendo intereses moratorios, habiéndose cancelado íntegramente.

Al 30 de setiembre de 2018, Enel Distribución Perú ha incurrido en las siguientes multas de índole tributaria:

- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el Impuesto a la Renta (IR) del ejercicio 2006, la Superintendencia Nacional de Aduanas y de Administración Tributaria (SUNAT) cursó a Enel Distribución Perú la Resolución de Multa No.012-002-0016678 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual, ascendente a S/ 2.451.254 (USD 743.255), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a S/ 2.264.959 (USD 686.767). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de la referida multa se encuentra siendo discutida en la Corte Suprema del Poder Judicial.
- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR del ejercicio 2007, la SUNAT cursó a Enel Distribución Perú la Resolución de Multa No.0120020019094 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual ascendente a S/ 2.424.073 (USD 734.938), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a S/ 3.591.390 (USD 1.088.960). Asimismo, la SUNAT notificó a Enel Distribución Perú con las Resoluciones de Multas Nos. 012-002-0019095 a 012-002-0019106, mediante las cuales impuso multas por omisiones en los anticipos de los períodos de enero a diciembre del IR 2007, las mismas que ascienden a S/ 2.150.442 (USD 652.044), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a S/ 2.842.991 (USD 862.035). Al respecto, debemos señalar que la imposición de las referidas multas se encuentran siendo discutidas en el Tribunal Fiscal (TF) (última instancia administrativa).
- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR del ejercicio 2008, la SUNAT cursó a Enel Distribución Perú la Resolución de Multa No. 0120020020666 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual ascendente a S/ 2.591.405 (USD 785.750), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a S/ 2.682.795 (USD 813.461). Asimismo, la SUNAT notificó a Enel Distribución Perú con las Resoluciones de Multas Nos. 0120020020654 a 0120020020665, mediante las cuales impuso multas por omisiones en los anticipos de los períodos de enero a diciembre del IR 2008, las mismas que ascienden a S/ 2.631.295 (USD 797.846), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a S/ 3.033.027 (USD 919.656). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de las referidas multas se encuentran siendo discutidas en el TF.
- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR del ejercicio 2009, la SUNAT cursó a Enel Distribución Perú la Resolución de Multa No. 0120020023127 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual ascendente a S/ 616.333 (USD 186.881), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a S/ 400.616 (USD 121.472). Asimismo, la SUNAT notificó a Enel Distribución Perú con las Resoluciones de Multas Nos. 0120020023115 a 0120020023126, mediante la

cuales impuso multas por omisiones en los anticipos de los períodos de enero a diciembre del IR 2009, las mismas que asciende a S/ 1.538.153 (USD 466.390), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a S/ 1.595.377 (USD 483.741). Debemos señalar que la imposición de las referidas multas se encuentran siendo discutidas en el TF.

- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR del ejercicio 2010, la SUNAT cursó a Enel Distribución Perú la Resolución de Multa No. 0120030025982 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual ascendente a S/ 500.298 (USD 151.697), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a S/ 314.788 (USD 95.448). Asimismo, la SUNAT notificó a Enel Distribución Perú con las Resoluciones de Multas Nos. 0120030025983 a 0120030025994, mediante las cuales impuso multas por omisiones en los anticipos de los períodos de enero a diciembre del IR 2010, las mismas que ascienden a S/ 374.545 (USD 113.567), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascienden a S/ 422.876 (USD 128.222). Nótese que la imposición de las referidas multas se encuentran siendo discutidas en el TF.
- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR del ejercicio 2011, la SUNAT cursó a Enel Distribución Perú la Resolución de Multa No. 0120020029011 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual ascendente a S/ 507.761 (USD 153.960), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a S/ 317.452 (USD 96.256). Asimismo, la SUNAT notificó a Enel Distribución Perú con las Resoluciones de Multas Nos. 0120020029012 a 0120020029023, mediante las cuales impuso multas por omisiones en los anticipos de los períodos de enero a diciembre del IR 2011, las mismas que asciende a S/ 591.147 (USD 179.244), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a S/ 425.908 (USD 129.141). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de las referidas multas se encuentra siendo discutida en el TF.

8. Enel Generación Perú S.A (ex Edegel S.A.A.)

Al 30 de septiembre de 2018, Enel Generación Perú ha incurrido en las siguientes multas de índole tributaria:

- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR del ejercicio 1999, la SUNAT cursó a Enel Generación Perú la Resolución de Multa No. 0120020004919 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual ascendente a S/ 2.076.888 (USD 629.742), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a S/ 10.501.965 (USD 3.184.344). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de la referida multa se encuentra siendo discutida ante el Poder Judicial.
- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR de los ejercicios 2000 y 2001, la SUNAT cursó a Enel Generación Perú la Resolución de Multa No. 0120020008723 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual del ejercicio 2000. Tomando en cuenta diversos pagos efectuados y la reliquidación realizada por SUNAT, a la fecha, el monto de la multa asciende a S/ 13.376.636 (USD 4.055.984), y los intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a S/ 57.853.765 (USD 17.542.076). Actualmente, Enel Generación Perú viene discutiendo la reliquidación de la multa ante el TF y el tema de fondo ante el Poder Judicial.
- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR del ejercicio 2006, la SUNAT cursó a Enel Generación Perú la Resolución de Multa No. 0120020018310 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual ascendente a S/ 4.533.215 (USD 1.374.535), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a S/ 6.351.487 (USD 1.925.860). Al respecto, debemos señalar que la imposición de la referida multa se encuentra siendo discutida en el TF.
- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR del ejercicio 2007, la SUNAT cursó a Enel Generación Perú las Resoluciones de Multas Nos. 0120020022202 a 0120020022211, mediante las cuales impuso multas por omisiones en los anticipos de los períodos de marzo a diciembre del IR 2007, las mismas que asciende a S/ 4.338.344 (USD 1.315.447), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a S/ 5.737.724 (USD 1.739.759). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de las referidas multas se encuentran siendo discutidas en el TF.
- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el Impuesto General a las Ventas (IGV) Ad Valorem e Impuesto de Promoción Municipal (IPM) en importaciones por los ejercicios 2008 y 2009, la SUNAT cursó a Enel Generación Perú la Resolución de División No. 0003X4100/2013-000440, mediante la cual se le impuso una multa ascendente a USD 2.974.314 (USD 901.854) (las multas aduaneras fueron liquidadas en dólares). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de la referida multa se encuentra siendo discutida ante el Poder Judicial, para lo cual se tuvo que cancelar S/ 5.832.129 (USD 1,768,384), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a S/ 3.395.224 (USD 1,029,480). Cabe precisar que no se pagó el íntegro de la deuda tributaria vinculada con la referida Resolución de Multa puesto que parte de la misma prescribió.

9. Enel Perú S.A.C. (ex Generandes)

Al 30 de septiembre de 2018, Enel Perú ha incurrido en las siguientes multas de índole tributaria:

En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR e Impuesto General a las Ventas (IGV) del ejercicio 2000, la SUNAT cursó a Enel Perú la Resolución de Multa No. 0240030008355 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual ascendente a S/ 2.920.104 (USD 885.417), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a S/ 14.053.695 (USD 4.261.278). Asimismo, la SUNAT notificó a Enel Perú con las Resoluciones de Multas Nos. 0240020022829 a 0240020022831, mediante las cuales impuso multas por la aplicación del IGV de forma indebida por los períodos de abril, junio y octubre del 2000, las mismas que asciende a S/ 1.771.933 (USD 537.275), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a S/ 10.231.619 (USD 3.102.371). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de las referidas multas se encuentran siendo discutidas ante el Poder Judicial.

10. Enel Generación Piura (ex EEPSA)

Al 30 de septiembre de 2018, Enel Generación Piura ha incurrido en las siguientes multas de índole tributaria:

En el marco de un procedimiento de fiscalización por el Impuesto General a las Ventas (IGV) Ad Valorem e Impuesto de Promoción Municipal (IPM) en las importaciones del ejercicio 2011, la SUNAT cursó a Enel Generación Piura la Resolución de División No. 0003Y4100/2014-000211, mediante la cual se le impuso una multa ascendente a S/ 6.868.256 (USD 2.082.552), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a S/ 6.131.374 (USD 1.859.119). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de la referida multa se encuentra siendo discutida en el TF.

11. Chinango S.A.C.

Al 30 de septiembre de 2018, Chinango ha incurrido en las siguientes multas de índole tributaria:

La Municipalidad de San Ramón cursó a Chinango la Resolución de Multa No. 049-2010/MDSR mediante la cual se le impuso una multa ascendente a S/ 977.155 (USD 296,287), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a S/ 1.344.468 (USD 407.662), por declarar cifras o datos falsos. Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de la referida multa se encuentra siendo discutida ante la Municipalidad de San Ramón.

12. Emgesa

- La ANLA confirmó la sanción contra EMGESA por un valor de \$ 2.503.258.650 Pesos Colombianos (aprox. US\$ 838.318 TRM: 26 septiembre 2018 \$3.001,88), 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 Hidroeléctrico El Quimbo. Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del Derecho y está pendiente de pronunciamiento.
- La CAM se pronunció al recurso interpuesto contra la Resolución No. 2239 del 29 de julio de 2016, en la cual se sancionó a EMGESA por valor de \$ 758.864.176 pesos colombianos (aprox. US\$ 254.136 TRM: 26 septiembre 2018 \$3.001,88), 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 COP\$492.007.073.00 (aprox. US\$ 164.769 TRM: 26 septiembre 2018 \$3.001,88). Se presentó la solicitud de conciliación para agotar requisito de procedibilidad y se presentó la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho y está pendiente de pronunciamiento.
- AUTORIDAD AMBIENTAL (CAM): La Corporación Autónoma Regional (CAR) impuso tres (3) sanciones consistentes en una multa por \$50.670 (aprox. US\$16,82 TRM: 26 septiembre 2018 \$3.001,88) 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 la Compañía por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de Montea, la sanción es por \$50.670 (aprox. US\$16,82 TRM: 26 septiembre 2018 \$3.001,88). Se presentó demanda de Nulidad y Restablecimiento del derecho y está pendiente de pronunciamiento.

Resolución No. 3653 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona la Compañía por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de Santiago y Palacios, la sanción es por \$50.670 (aprox. US\$16,82 TRM: 26 septiembre 2018 \$3.001,88). Se presentó demanda de Nulidad y Restablecimiento del derecho y está pendiente de pronunciamiento.

- Resolución No. 3816 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona la Compañía por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de Santiago y Palacios, la sanción es por \$50.670 (aprox. US\$16,82 TRM: 26 septiembre 2018 \$3.001,88). Se presentó demanda de Nulidad y Restablecimiento del derecho y está pendiente de pronunciamiento.
- Impuesto Vehículo. Extemporaneidad impuesto sobre vehículo vendido sin traspaso a comprador. Cuantía Multa COP\$ 713.000 (US\$ 238).

13. Codensa

- 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 valor de COP\$1.475.434.000 (aprox. US\$494.109 TRM: 26 septiembre 2018 \$3.001,88) 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.
- El 03 de Octubre de 2017, la Superintendencia de Servicios Públicos, dentro del expediente No. 20152403600122E, resolvió sancionar con una multa por valor de COP\$ 1.490.188.340 (aprox. US\$499.050 TRM: 26 septiembre 2018 \$3.001,88), al considerar que CODENSA 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.
- El 03 de Octubre de 2017, la Superintendencia de Servicios Públicos, dentro del expediente No. 2015240350600102E, resolvió sancionar con una multa por valor de COP\$ 981.163.610 (aprox. US\$328.582 TRM: 26 septiembre 2018 \$3.001,88) a CODENSA S.A. ESP., por considerar que la compañía 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.
- El 12 de febrero de 2018 la Superintendencia de Servicios Públicos, dentro del expediente No 2016240350600061E, resolvió sancionar con una multa por valor de COP\$15.624.840 (aprox. US\$5.233 TRM: 26 septiembre 2018 \$3.001,88) a CODENSA S.A. ESP., por considerar que la compañía 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.
- El 28 de febrero de 2018 la Superintendencia de Servicios Públicos, dentro del expediente No. 2015240350600113E, resolvió sancionar con una multa por valor de COP\$62.499.360 (aprox. US\$20.930 TRM: 26 septiembre 2018 \$3.001,88) a CODENSA S.A. ESP., por considerar que la compañía 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.
- El 12 de abril de 2018 la Superintendencia de Servicios Públicos, dentro del expediente No. 2015240350600082E, resolvió sancionar con una multa por valor de COP COP\$15.624.840 (aprox. US\$5.233 TRM: 26 septiembre 2018 \$3.001,88) a CODENSA S.A. ESP., por considerar que la compañía 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.
- Al 30 de junio de 2017, fuimos notificamos de la Resolución 85653 de 2016 en la cual la Superintendencia de Industria y Comercio impone una sanción a CODENSA por COP\$241.309.250 (aprox. US\$80.118 TRM: 26 septiembre 2018 \$3.001,88) por una queja presentada por la señora Claudia Milena Muñoz Triviño, al considerar dicho ente que se encuentra probado que Codensa 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.

- Mediante auto No. 26346 del 15 de marzo de 2018 la Superintendencia de Industria y Comercio impuso multa de \$37.834.434 aprox. US\$12.561 TRM: 26 septiembre 2018 \$3.001,88) a CODENSA, 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 se encuentra a la espera que la Autoridad resuelva este recurso.
- Impuesto Vehículo. Requerimiento especial por corrección valor avaluó vehículo. Cuantía Multa más intereses COP\$ 229.000 (US\$ 77).
- Impuesto Alumbrado. Sanción por entrega de información en municipio de Itagüí. Cuantía Multa COP\$ 179.624.170 (US\$ 60.155).
- Retención Manta 2017 y 2018. Extemporaneidad Retenciones en municipio. Cuantía Multa COP\$ 1.607.000 (US\$ 538).
- Auto retención ICA ANAPOIMA I y II BIM 2018. Extemporaneidad en declaraciones por cambio de periodicidad en acuerdo municipal. Cuantía Multa COP\$ 6.325.000 (US\$ 2.118).

14. Sociedad Portuaria Central Cartagena (SPCC):

El día 12 de julio fuimos notificados 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 COP\$18.442.925, aprox. US\$6.123 TRM: 26 septiembre 2018 \$3.001,88). 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.

En relación a las sanciones anteriormente descritas, el Grupo ha constituido provisiones por MUS\$29.347 al 30 de septiembre de 2018 (ver Nota 24). Si bien existen otras sanciones que también tienen provisiones asociadas pero que no son descritas en esta nota ya que individualmente representan montos de menor cuantía, la Administración considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por sanciones, por lo que no esperan que de las mismas se desprendan pasivos adicionales a los ya registrados.

38. MEDIO AMBIENTE

Los gastos ambientales por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2018 y 2017, son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	30/09/2018					
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos
				MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
EMGESA	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo	Plan Manejo Ambiental El Quimbo	En proceso	-	-	-	5.473	31/12/2020	5.473
EDESUR	Material Contaminante	Manipulación de Material Contaminante	En proceso	98	-	98	-	-	98
CHINANGO	Actividades De Prevencion	Proteccion de la biodiversidad del Medio Ambiente	En proceso	26	-	26	29	31/12/2018	55
	Estudios Ambientales	Estudios sobre Aspectos Ambientales	En proceso	45	-	45	83	31/12/2018	128
	Gestión De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	En proceso	16	-	16	47	31/12/2018	63
	Mitigaciones Y Restauraciones	Proteccion y recuperacion del Suelo y Agua	En proceso	-	-	-	-	31/12/2018	-
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reduccion del Ruido, protección contra la radiacion	En proceso	335	-	335	107	31/12/2018	441
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas Verdes y Fauna Menor	En proceso	8	-	8	10	31/12/2018	18
CODENSA	Desmantelamiento Pcb's	Colombia con la ley 1196 de 2008 se acogió al convenio de Estocolmo, se reconoció la provisión por desmantelamiento de transformadores contaminados con PCBs.	En proceso	232	7	220	7.064	31/12/2018	7.297
	Nueva Esperanza Compensacion Ambiental	Compensaciones incluidas en la Resolución 1061, donde se aprueba la sustitución de la reserva forestal protectora y productora de la cuenca alta del río Bogotá, comprometiendo a la compañía a efectuar un plan de compensación y reforestación en la zona de construcción de la sub estación Nueva Esperanza, Gran sabana y Compartir	En proceso	263	268	-	524	31/12/2019	786
ENEL GENERACIÓN PERÚ	Actividades De Prevencion	Proteccion de la Biodiversidad del Medio Ambiente, Tratamiento de Aguas Residuales	En proceso	202	-	202	101	31/12/2018	303
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	215	-	215	43	31/12/2018	257
	Gestión De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	En proceso	241	-	241	75	31/12/2018	316
	Mitigaciones Y Restauraciones	Proteccion y Recuperacion del Suelo y Agua	En proceso	2	-	2	35	31/12/2018	37
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reducción del ruido	En proceso	117	-	117	63	31/12/2018	181
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor	En proceso	158	-	158	64	31/12/2018	222
Total				1.958	275	1.683	13.718		15.674

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	30/09/2017				Fecha estimada desembolso Futuro MUS\$	Total desembolsos MUS\$	
				Monto desembolsos MUS\$	Monto Activado MUS\$	Monto Gasto MUS\$	Monto desembolso a futuro MUS\$			
EMGESA	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo	Plan manejo ambiental EL QUIMBO	En proceso	-	-	-	5.811	31/12/2019	5.811	
ENEL GENERACIÓN PERÚ	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	140	-	140	44	31/12/2017	184	
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	116	-	116	485	31/12/2017	601	
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	210	-	210	248	31/12/2017	458	
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	En proceso	-	-	-	107	31/12/2017	107	
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	En proceso	195	-	195	63	31/12/2017	258	
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor	En proceso	113	-	113	90	31/12/2017	203	
CHINANGO	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	13	-	13	26	31/12/2017	39	
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	11	-	11	139	31/12/2017	150	
	Mitigaciones y restauraciones	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	41	-	41	21	31/12/2017	62	
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	En proceso	-	-	-	15	31/12/2017	15	
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	En proceso	206	-	206	190	31/12/2017	396	
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor	En proceso	8	-	8	9	31/12/2017	17	
EDESUR	Material contaminante	Manipulación de material contaminante	En proceso	71	-	71	-	-	71	
CODENSA	Desmantelamiento PCBS	Desmantelamiento de Transformadores con residuos de PCBS	En proceso	765	902	-	137	6.397	31/12/2027	7.162
	Nueva Eperanza Compensación Ambiental	Compensación Ambiental por la construcción de la subestación Nueva Esperanza	En proceso	425	396	-	29	1.260	31/12/2019	1.685
Total				2.314	1.298	1.016	14.905		17.219	

39. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE SUBSIDIARIAS

A continuación, se resume la información financiera de nuestras principales subsidiarias al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera:

	30/09/2018																		
	Estados Financieros	Activos Corrientes	Activos No-Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No-Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio	Ingresos	Materias Primas y Consumibles Utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de Explotación	Resultado de Explotación	Resultado Financiero	Resultado Antes de Impuesto	Impuesto sobre la Sociedad	Ganancia (Pérdida)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral Total
		MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Enel Argentina S.A.	Separado	6.041	132.078	138.119	860	-	137.259	138.119	-	-	-	(438)	(438)	2.882	3.380	(739)	2.641	(145.918)	(143.277)
Enel Generación Costanera S.A.	Separado	93.375	174.203	267.578	75.790	116.215	75.573	267.578	81.543	(3.627)	77.916	52.592	25.952	(22.386)	3.826	(7.982)	(4.156)	(44.257)	(48.413)
Enel Generación B Chocón S.A.	Separado	78.004	353.409	431.413	69.512	88.135	273.766	431.413	38.903	(2.776)	36.127	30.801	21.736	114.023	136.593	(43.558)	93.035	(146.217)	(53.182)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Separado	319.427	1.098.221	1.417.648	623.780	326.305	467.563	1.417.648	743.599	(448.258)	295.341	124.065	70.462	68.672	139.135	(61.669)	77.466	(323.738)	(246.272)
Enel Trading Argentina S.RL	Separado	12.617	702	13.319	12.677	-	642	13.319	2.125	(163)	1.962	277	192	30	222	(111)	111	(575)	(464)
Grupo Dock Sud S.A.	Consolidado	31.276	228.120	259.396	38.108	54.614	166.674	259.396	44.902	(7.281)	37.621	27.338	10.056	44.922	55.081	(22.932)	32.149	(104.657)	(72.508)
Grupo Enel Argentina	Consolidado	202.753	727.783	930.536	148.256	201.758	580.522	930.536	120.031	(6.276)	113.755	82.658	46.953	103.985	185.548	(55.033)	130.515	(355.172)	(224.657)
Enel Brasil S.A.	Separado	201.892	3.883.874	4.085.766	1.154.053	372.022	2.559.691	4.085.766	153	(75)	78	(38.797)	(38.859)	(76.765)	(55.089)	29.111	(25.958)	(544.831)	(570.789)
Enel Generación Fortaleza S.A.	Separado	138.692	181.313	320.005	117.867	60.698	141.440	320.005	164.426	(166.649)	(2.223)	(10.699)	(17.846)	(700)	(18.546)	6.110	(12.436)	(32.628)	(45.064)
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Separado	263.748	100.031	363.779	224.300	3.785	135.694	363.779	401.984	(303.552)	98.432	87.646	82.603	2.626	85.228	(29.216)	56.012	(23.644)	32.388
EGP Volta Grande	Separado	45.128	388.531	433.659	7.222	263.287	163.150	433.659	63.323	(7.070)	56.253	54.664	54.663	(12.018)	42.645	(14.495)	28.150	(36.885)	(8.735)
Enel Qen S.A.	Separado	109.346	178.231	287.577	10.956	20.279	256.342	287.577	63.146	(1.325)	61.821	54.482	42.287	31.700	73.987	(25.254)	48.733	(51.739)	(3.006)
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Separado	8.516	1.396	9.912	50.462	3.218	(43.768)	9.912	683	-	683	376	(456)	(25.904)	(26.359)	34	(26.325)	14.522	(11.803)
Transportadora de Energía S.A.	Separado	6.415	1.265	7.680	50.376	5.213	(47.909)	7.680	651	-	651	278	(1.551)	(25.997)	(27.548)	99	(27.449)	17.039	(10.410)
Enel Distribución Ceará S.A.	Separado	744.016	1.178.818	1.922.834	651.601	541.486	729.747	1.922.834	1.040.595	(789.212)	271.383	149.126	95.380	(13.198)	82.182	(16.255)	65.927	(153.753)	(87.826)
Enel Distribución Ro S.A.	Separado	763.680	1.850.593	2.614.273	747.584	1.002.811	863.878	2.614.273	1.134.410	(772.545)	361.865	206.382	111.602	(75.959)	35.642	(13.691)	21.951	(191.509)	(169.558)
Enel Distribución Goiás S.A.	Separado	681.272	2.083.698	2.764.970	561.232	1.190.735	1.013.003	2.764.970	1.150.327	(837.199)	313.128	182.171	110.634	(40.888)	70.137	(22.146)	47.991	(212.456)	(164.465)
Enel X Brasil S.A.	Separado	6.281	7.739	14.020	5.114	61	8.855	14.030	11.536	(6.154)	5.382	(1.725)	(2.586)	(87)	(2.682)	661	(2.021)	(1.936)	(3.957)
Betropaulo S.A.	Separado	1.618.582	3.067.649	4.686.231	1.374.087	2.546.668	765.476	4.686.231	1.520.723	(1.232.099)	288.624	125.455	57.804	(64.840)	(7.036)	490	(6.546)	(94.086)	(100.632)
Grupo Enel Brasil	Consolidado	4.348.288	10.516.422	14.864.710	4.737.164	7.001.096	3.126.450	14.864.710	5.303.473	(3.850.206)	1.453.267	808.457	492.763	(350.985)	142.169	(84.843)	57.326	(455.651)	(398.325)
Empesa S.A. E.S.P.	Separado	330.601	2.693.050	3.023.651	556.389	1.122.636	1.344.626	3.023.651	953.211	(339.746)	613.465	562.388	505.829	(78.543)	427.310	(153.178)	274.132	(6.403)	267.729
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Separado	407.320	1.779.917	2.187.237	703.382	594.962	888.893	2.187.237	1.284.276	(778.790)	505.486	388.383	292.532	(43.624)	248.908	(92.964)	155.944	(3.833)	152.111
Inversora Codensa S.A.	Separado	1	-	1	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Perú, S.A.C.	Separado	49.788	1.410.809	1.460.597	76.790	10.718	1.373.089	1.460.597	-	-	-	(229)	(230)	(3.100)	162.773	-	162.773	(24.600)	138.173
Enel Generación Perú S.A.	Separado	330.204	901.564	1.231.768	168.721	225.961	837.086	1.231.768	480.421	(260.890)	219.531	177.703	142.140	6.794	187.516	(46.653)	140.863	(15.073)	125.790
Chinango S.A.C.	Separado	5.008	139.340	144.348	9.827	24.904	109.617	144.348	41.073	(11.943)	29.130	24.609	21.385	(197)	21.188	(6.287)	14.901	(1.835)	13.066
Enel Generación Pura S.A.	Separado	83.423	180.118	263.541	52.405	71.653	138.483	263.541	65.564	(27.229)	38.335	31.257	22.083	(3.358)	18.750	(6.002)	12.748	(2.592)	10.156
Enel Distribución Perú S.A.	Separado	112.565	1.190.487	1.303.052	261.178	432.702	608.172	1.303.052	680.107	(480.635)	219.472	165.423	122.182	(16.135)	106.041	(32.357)	73.684	(10.758)	62.926
Grupo Enel Perú	Consolidado	481.165	2.378.296	2.859.461	477.132	765.937	1.616.392	2.859.461	1.114.464	(608.257)	506.207	398.814	307.612	(16.186)	318.632	(91.298)	227.334	(54.658)	172.476



31/12/2017																			
Estados Financieros	Activos Corrientes	Activos No-Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No-Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio	Ingresos	Materias Primas y Consumibles Utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de Explotación	Resultado de Explotación	Resultado Financiero	Resultado Antes de Impuesto	Impuesto sobre la Sociedad	Ganancia (Pérdida)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral Total	
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	
Enel Argentina S.A.	Separado	5.657	275.369	281.026	490	-	280.536	281.026	-	-	-	(651)	252.340	1.135	256.836	(185)	256.651	(45.736)	210.915
Enel Generación Costanera S.A.	Separado	119.110	204.611	323.721	137.870	142.832	43.019	323.721	152.399	(8.612)	143.787	76.145	40.137	(27.529)	13.009	6.625	19.634	(8.824)	10.810
Enel Generación El Chocón S.A.	Separado	81.241	297.979	379.220	68.075	84.620	226.525	379.220	58.459	(6.837)	51.622	38.115	34.920	54.815	91.041	2.392	93.433	(39.053)	54.380
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Separado	396.740	630.423	1.227.163	919.538	296.111	9.514	1.227.163	1.276.849	(740.418)	536.451	157.730	150.952	(176.791)	(25.712)	36.981	11.269	(4.442)	6.827
Enel Trading Argentina S.R.L.	Separado	23.397	188	23.585	22.479	-	1.106	23.585	4.271	(583)	3.688	(457)	(543)	416	(127)	(307)	(434)	(242)	(676)
Grupo Dock Sud S.A.	Consolidado	63.803	147.504	211.307	50.858	33.693	126.756	211.307	88.071	(12.070)	76.001	55.496	39.097	24.711	63.907	(17.212)	46.695	(23.122)	23.573
Grupo Enel Argentina	Consolidado	228.046	506.432	734.478	206.678	225.111	302.689	734.478	209.346	(15.449)	193.897	113.259	74.056	31.581	112.122	7.771	119.893	(57.436)	62.457
Enel Brasil S.A.	Separado	386.459	3.395.350	3.781.809	201.292	392.169	3.188.348	3.781.809	-	(256)	(44.430)	(44.561)	18.874	182.137	(894)	(894)	181.243	(97.449)	83.794
Enel Generación Fortaleza S.A.	Separado	114.507	204.939	319.446	71.632	61.310	186.504	319.446	261.358	(146.668)	114.690	103.174	88.737	(804)	87.933	(29.488)	58.445	(8.669)	49.776
ESP Cachoeira Dourada S.A.	Separado	231.833	129.520	361.353	221.039	1.443	138.871	361.353	503.093	(372.087)	131.006	115.811	107.414	520	107.935	(37.023)	70.912	(9.035)	61.877
Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande)	Separado	27.586	416.760	444.346	5.170	261.883	177.293	444.346	8.546	(759)	7.787	7.473	7.473	(753)	6.720	(1.027)	5.693	(5.667)	26
Enel Cien S.A.	Separado	65.440	273.718	339.158	12.165	60.455	286.538	339.158	88.727	(2.654)	86.073	75.234	58.479	9.371	67.850	(23.180)	44.670	(6.945)	37.725
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Separado	15.560	789	16.349	19.603	26.531	(29.785)	16.349	1.465	-	1.465	881	753	(12.405)	(11.651)	-	(11.651)	5.543	(8.108)
Transportadora de Energía S.A.	Separado	12.373	1.466	13.839	20.856	27.122	(34.139)	13.839	1.378	-	1.378	513	348	(12.955)	(12.606)	(50)	(12.656)	6.385	(6.271)
Enel Distribución Ceará S.A.	Separado	568.437	1.209.306	1.777.743	546.763	388.085	842.895	1.777.743	1.453.275	(1.022.360)	430.915	262.901	191.446	(24.074)	167.693	(30.373)	137.320	(22.054)	115.266
Enel Distribución Rio S.A.	Separado	723.616	2.145.932	2.869.548	831.455	1.006.034	1.032.059	2.869.548	1.661.756	(1.206.285)	455.471	241.314	109.275	(153.947)	(44.041)	13.330	(30.711)	(28.186)	(58.897)
Enel Distribución Goiás S.A.	Separado	666.468	2.365.423	3.031.891	664.476	1.305.858	1.061.557	3.031.891	1.536.277	(1.133.252)	403.025	144.544	41.504	(72.334)	(30.826)	40.885	10.069	(16.279)	(6.210)
Enel X Brasil S.A.	Separado	10.809	6.425	17.234	4.924	634	11.676	17.234	18.399	(9.826)	8.573	798	183	(910)	(726)	1.095	369	(471)	(102)
Grupo Enel Brasil	Consolidado	2.505.682	6.810.297	9.315.979	2.157.412	3.398.528	3.760.039	9.315.979	5.174.413	(3.540.939)	1.633.474	908.152	560.994	(250.488)	311.459	(66.715)	244.744	(76.845)	167.899
Engesa S.A. E.S.P.	Separado	327.288	2.696.892	3.024.180	399.751	1.335.485	1.288.944	3.024.180	1.159.789	(396.303)	763.486	682.009	610.958	(119.198)	492.089	(191.743)	300.346	(1.000)	299.346
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Separado	402.852	1.668.741	2.071.593	547.780	636.505	887.308	2.071.593	1.542.994	(872.528)	670.466	520.930	411.666	(55.757)	366.055	(144.932)	211.123	1.963	213.076
Inversora Codensa S.A.	Separado	1	-	1	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Perú, S.A.C.	Separado	11.481	1.448.680	1.460.161	76.002	10.912	1.373.247	1.460.161	-	-	-	(2.269)	(2.271)	(123)	29.500	-	29.500	7.964	37.464
Enel Generación Perú S.A.	Separado	330.595	980.250	1.310.845	175.026	249.370	886.449	1.310.845	595.379	(299.959)	295.420	240.666	174.623	(7.835)	189.052	(52.740)	136.312	26.646	164.958
Chinango S.A.C.	Separado	7.621	144.813	152.434	16.351	25.269	110.814	152.434	52.094	(14.169)	37.925	31.518	27.203	(448)	26.755	(7.705)	19.050	3.775	22.825
Enel Generación Plura S.A.	Separado	80.426	189.558	269.984	53.974	86.622	129.388	269.984	87.519	(37.928)	49.591	39.492	26.869	(1.293)	25.581	(8.075)	17.506	4.618	22.124
Enel Distribución Perú S.A.	Separado	169.384	1.156.086	1.325.470	299.001	440.185	586.284	1.325.470	884.291	(583.785)	300.506	230.065	174.257	(24.278)	151.284	(46.154)	105.130	13.416	118.546
Inversiones Distrilma S.A.	Separado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)	484	15.986	(160)	15.826	2.501	18.327
Generandes Perú S.A.	Separado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(12)	(12)	15	12.955	4	12.959	9.705	22.664
Grupo Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	Consolidado	-	-	-	-	-	-	-	29.653	(12.030)	17.623	14.433	11.699	1.127	11.167	(2.840)	8.327	4.832	13.159
Grupo Enel Perú	Consolidado	458.175	2.477.110	2.935.285	487.028	812.357	1.635.900	2.935.285	949.802	(487.661)	462.141	363.132	265.430	(23.071)	249.116	(76.548)	172.568	(21.614)	150.954
Grupo Distrilma	Consolidado	-	-	-	-	-	-	-	303.228	(204.910)	98.318	76.389	58.184	(7.357)	51.465	(15.874)	35.591	17.636	53.227
Grupo Generandes Perú	Consolidado	-	-	-	-	-	-	-	197.769	(93.827)	103.942	84.435	64.530	(4.006)	62.197	(18.304)	43.893	31.813	75.706

40. HECHOS POSTERIORES

No se han producido hechos posteriores significativos entre el 1 de octubre de 2018 y la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados intermedios.

ANEXO N°1 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enel Américas.

El detalle de los activos y pasivos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

ACTIVOS	Moneda extranjera	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo		1.546.600	1.472.763
	Dólares	412.528	306.589
	Euros	3.696	7.805
	Reales	571.415	470.360
	Pesos Colombianos	239.136	322.022
	Soles	122.129	145.950
	Peso Argentino	96.344	219.761
	\$ no reajustables	101.352	476
Otros activos financieros corrientes		213.930	110.352
	Dólares	10.315	
	Reales	118.192	64.924
	Pesos Colombianos	85.321	44.890
	Peso Argentino	-	412
	\$ no reajustables	102	126
Otros activos no financieros corrientes		264.100	195.516
	Dólares	1.529	7.986
	Euros	-	4
	Reales	209.213	154.365
	Pesos Colombianos	10.038	7.745
	Soles	36.566	15.563
	Peso Argentino	6.230	9.276
	\$ no reajustables	524	577
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes		4.000.751	2.465.905
	Dólares	90.080	51.232
	Euros	18	-
	Reales	3.164.358	1.617.078
	Pesos Colombianos	251.446	255.373
	Soles	138.732	155.757
	Peso Argentino	352.125	382.874
	\$ no reajustables	3.992	3.591
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes		7.696	7.403
	Dólares	493	1.525
	Euros	1.966	1.429
	Reales	1.328	2.081
	Pesos Colombianos	1.161	1.444
	Soles	887	37
	Peso Argentino	441	763
	\$ no reajustables	1.420	124
Inventarios corrientes		367.688	246.089
	Dólares	104	2.063
	Euros	3.959	141
	Reales	224.169	134.993
	Pesos Colombianos	68.447	48.142
	Soles	51.342	41.860
	Peso Argentino	19.667	18.890
Activos por impuestos corrientes		48.409	47.393
	Reales	45.204	35.303
	Pesos Colombianos	2	6
	Soles	2.886	3.516
	Peso Argentino	122	452
	\$ no reajustables	195	8.116
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		6.449.174	4.545.421

ACTIVOS	Moneda extranjera	30/09/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes		2.609.669	1.752.267
	Reales	2.608.931	1.751.136
	Pesos Colombianos	725	1.103
	Peso Argentino	13	28
Otros activos no financieros no corrientes		631.005	464.501
	Dólares	3.374	-
	Reales	616.555	450.510
	Pesos Colombianos	8.515	7.159
	Peso Argentino	158	4.429
	\$ no reajustables	2.403	2.403
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes		1.031.765	712.717
	Dólares	393.203	363.077
	Reales	575.559	273.768
	Pesos Colombianos	43.034	37.100
	Peso Argentino	17.902	38.648
	\$ no reajustables	2.067	124
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente		1.736	2.845
	Reales	1.624	2.590
	Peso Argentino	112	255
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación		1.456	2.747
	Peso Argentino	1.456	2.747
Activos intangibles distintos de la plusvalía		4.314.734	3.682.479
	Reales	4.163.103	3.546.461
	Pesos Colombianos	91.416	77.886
	Soles	44.162	40.504
	Peso Argentino	16.053	17.628
Plusvalía		1.990.279	713.175
	Reales	1.983.370	481.168
	Pesos Colombianos	6.419	20.935
	Soles	-	205.516
	Peso Argentino	490	5.556
Propiedades, Planta y Equipo		8.462.797	8.092.467
	Dólares	56.070	21.073
	Reales	428.878	501.029
	Pesos Colombianos	4.328.236	4.242.687
	Soles	2.333.576	2.340.496
	Peso Argentino	1.316.037	987.182
Propiedad de inversión		8.215	-
	Reales	8.215	-
Activos por impuestos diferidos		685.613	200.371
	Reales	632.620	149.727
	Pesos Colombianos	2	2
	Peso Argentino	558	50.642
	\$ no reajustables	52.433	-
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		19.737.269	15.623.569
TOTAL ACTIVOS		26.186.443	20.168.990

PASIVOS	Moneda extranjera	30/09/2018		31/12/2017	
		Hasta 90 días MUS\$	91 días a 1 año MUS\$	Hasta 90 días MUS\$	91 días a 1 año MUS\$
PASIVOS CORRIENTES					
Otros pasivos financieros corrientes		649.239	1.902.798	214.719	475.049
	Dólares	415.766	113.071	69.430	61.060
	Reales	177.518	1.223.700	66.630	195.777
	Pesos Colombianos	21.640	468.685	51.314	178.756
	Soles	7.080	97.342	27.345	32.998
	U.F.	27.235	-	-	6.458
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes		3.679.192	640.929	3.182.862	371.057
	Dólares	42.142	1.325	180.622	1.292
	Euros	14.563	-	14.265	-
	Reales	2.495.918	437.604	1.634.420	80.281
	Pesos Colombianos	498.217	27.909	466.730	9.976
	Soles	215.991	-	247.799	-
	Peso Argentino	405.140	174.091	633.939	279.508
	\$ no reajustables	6.941	-	5.087	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes		60.354	71.486	225.027	-
	Dólares	737	-	113.038	-
	Euros	45.156	65.943	88.558	-
	Reales	4.563	5.543	16.575	-
	Pesos Colombianos	1.012	-	959	-
	Soles	558	-	274	-
	Peso Argentino	227	-	448	-
	\$ no reajustables	8.101	-	5.175	-
Otras provisiones corrientes		111.967	217.997	16.505	253.461
	Reales	93.892	28.098	10.594	-
	Pesos Colombianos	-	31.098	-	33.778
	Soles	16.445	47.098	4.672	69.185
	Peso Argentino	423	111.703	-	150.498
	\$ no reajustables	1.207	-	1.239	-
Pasivos por impuestos corrientes		68.905	73.349	172.638	-
	Reales	13.672	-	32.399	-
	Pesos Colombianos	3	53.234	84.650	-
	Soles	3.390	-	4.344	-
	Peso Argentino	51.840	20.115	51.191	-
	\$ no reajustables	-	-	54	-
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes		65	-	-	-
	Pesos Colombianos	65	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes		37.256	755	19.237	3.780
	Reales	-	-	-	3.018
	Pesos Colombianos	20.786	-	148	-
	Soles	16.470	755	19.089	762
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		4.606.978	2.907.314	3.830.988	1.103.347

PASIVOS	Moneda extranjera	30/09/2018		31/12/2017	
		de 13 meses a 5 años MUS\$	mas de 5 años MUS\$	de 13 meses a 5 años MUS\$	mas de 5 años MUS\$
PASIVOS NO CORRIENTES					
Otros pasivos financieros no corrientes		4.524.924	1.667.646	2.744.342	1.605.173
	Dólares	819.211	617.945	879.855	632.593
	Reales	2.598.132	269.164	576.817	77.362
	Pesos Colombianos	913.498	581.071	1.076.808	673.623
	Soles	194.083	199.466	186.026	221.595
	U.F.	-	-	24.836	-
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes		1.005.462	119.343	609.413	450.925
	Dólares	24.385	2.192	51.103	-
	Reales	758.124	104.420	416.742	213.268
	Soles	10.728	-	11.206	-
	Peso Argentino	212.225	12.731	130.347	237.657
	\$ no reajustables	-	-	15	-
Otras provisiones no corrientes		429.074	626.244	88.220	572.085
	Reales	402.641	572.125	-	565.567
	Pesos Colombianos	5.201	48.065	64.264	638
	Soles	2.149	5.988	2.130	5.880
	Peso Argentino	19.083	66	21.826	-
Pasivo por impuestos diferidos		152.543	490.239	83.768	371.543
	Reales	13.826	84.501	8.784	121.597
	Pesos Colombianos	29.171	5.358	18.011	-
	Soles	13.737	240.577	11.109	249.947
	Peso Argentino	90.069	159.803	37.724	-
	\$ no reajustables	5.740	-	8.140	(1)
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes		751.301	466.671	309.594	79.337
	Reales	676.945	395.090	205.629	21.417
	Pesos Colombianos	61.992	62.762	86.723	40.843
	Soles	4.436	-	4.526	-
	Peso Argentino	7.928	6.145	12.716	14.244
	\$ no reajustables	-	2.674	-	2.833
Otros pasivos no financieros no corrientes		18.101	22.407	13.705	28.043
	Reales	2.513	-	634	-
	Pesos Colombianos	10.480	-	6.612	4.470
	Soles	3.988	22.407	4.062	23.573
	Peso Argentino	1.120	-	2.397	-
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		6.881.405	3.392.550	3.849.042	3.107.106
TOTAL PASIVOS		11.488.383	6.299.864	7.680.030	4.210.453

ANEXO N°2 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DEL 3 DE FEBRERO DE 2012

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enel Américas.

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	30/09/2018					
	Cartera al día MUS\$	Morosidad 1-90 días MUS\$	Morosidad 91-180 días MUS\$	Morosidad superior a 181 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Total No Corriente MUS\$
Cuentas comerciales por cobrar bruto	1.554.674	551.683	115.031	724.808	2.946.196	138.376
Provisión de deterioro	(38.265)	(36.277)	(37.971)	(507.595)	(620.108)	(6.081)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	1.674.663	-	-	-	1.674.663	899.470
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-
Total	3.191.072	515.406	77.060	217.213	4.000.751	1.031.765

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	31/12/2017					
	Cartera al día MUS\$	Morosidad 1-90 días MUS\$	Morosidad 91-180 días MUS\$	Morosidad superior a 181 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Total No Corriente MUS\$
Cuentas comerciales por cobrar bruto	1.187.205	415.438	100.583	639.587	2.342.813	96.367
Provisión de deterioro	(594)	(4.531)	(7.248)	(539.178)	(551.551)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	677.854	-	-	-	677.854	616.350
Provisión de deterioro	(3.211)	-	-	-	(3.211)	-
Total	1.861.254	410.907	93.335	100.409	2.465.905	712.717

- Por tipo de cartera:

Tramos de Morosidad	30/09/2018					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto MUS\$	Número de clientes	Monto bruto MUS\$	Número de clientes	Monto bruto MUS\$
Al día	9.387.637	1.554.124	6.691.927	138.926	16.079.564	1.693.050
Entre 1 y 30 días	7.320.430	329.888	222.059	16.534	7.542.489	346.422
Entre 31 y 60 días	3.012.005	123.499	148.336	12.668	3.160.341	136.167
Entre 61 y 90 días	1.680.273	60.863	111.441	8.231	1.791.714	69.094
Entre 91 y 120 días	1.228.909	32.043	90.600	7.509	1.319.509	39.552
Entre 121 y 150 días	1.079.776	28.669	83.276	5.673	1.163.052	34.342
Entre 151 y 180 días	1.016.012	35.654	79.612	5.483	1.095.624	41.137
Entre 181 y 210 días	413.591	55.889	72.240	4.848	485.831	60.737
Entre 211 y 250 días	414.459	25.992	69.475	4.818	483.934	30.810
Superior a 251 días	2.348.976	574.141	1.050.676	59.120	3.399.652	633.261
Total	27.902.068	2.820.762	8.619.642	263.810	36.521.710	3.084.572

Tramos de Morosidad	31/12/2017					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto MUS\$	Número de clientes	Monto bruto MUS\$	Número de clientes	Monto bruto MUS\$
Al día	11.239.116	1.209.494	63.799	74.078	11.302.915	1.283.572
Entre 1 y 30 días	4.620.466	264.931	132.814	13.350	4.753.280	278.281
Entre 31 y 60 días	610.861	83.411	21.069	7.589	631.930	91.000
Entre 61 y 90 días	226.842	41.237	14.384	4.920	241.226	46.157
Entre 91 y 120 días	174.170	37.609	10.605	3.916	184.775	41.525
Entre 121 y 150 días	139.518	26.491	9.390	3.362	148.908	29.853
Entre 151 y 180 días	134.039	26.203	8.786	3.002	142.825	29.205
Entre 181 y 210 días	115.132	28.420	7.790	2.708	122.922	31.128
Entre 211 y 250 días	121.587	24.371	7.137	2.493	128.724	26.864
Superior a 251 días	623.610	570.646	30.264	10.949	653.874	581.595
Total	18.005.341	2.312.813	306.038	126.367	18.311.379	2.439.180

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 30/09/2018		Saldo al 30/09/2017	
	Número de Clientes	Monto MUS\$	Número de Clientes	Monto MUS\$
Documentos por cobrar protestados	339.814	66.092	580.670	96.941
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	10.395	40.853	7.176	38.856
Total	350.209	106.945	587.846	135.797

(*) La cobranza judicial se encuentra incluida en la cartera morosa.

c) Provisiones y castigos.

Provisiones y Castigos	Saldo al	
	30/09/2018 MUS\$	30/09/2017 MUS\$
Provisión cartera no repactada	30.615	85.615
Provisión cartera repactada	46.701	(7.959)
Recuperos del período	17.665	29.252
Total	94.981	106.908

d) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	Saldo al			
	30/09/2018		30/09/2017	
	Total detalle por tipo de operaciones último trimestre MUS\$	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual MUS\$	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre MUS\$	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual MUS\$
Provisión deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	2.072.977	4.310.194	1.536.535	7.856.923
Monto de las operaciones	51.818	94.981	26.279	106.908

ANEXO N°2.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enel Américas.

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales:

Cuentas Comerciales por Cobrar	30/09/2018												Total Corriente	Total No Corriente
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad superior a 365 días			
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$		
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	322.237	26.124	32.438	13.435	3.395	4.839	8.510	9.685	6.794	29.199	117.825	574.481	16.841	
-Grandes Clientes	113.979	16.796	249	2.410	196	2.757	205	2.354	2.235	18	3	141.202	-	
-Clientes Institucionales	107.124	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	107.124	16.816	
-Otros	101.134	9.328	32.189	11.025	3.199	2.082	8.305	7.331	4.559	29.181	117.822	326.155	25	
Provisión Deterioro	(1.333)	(650)	(166)	(206)	(196)	(283)	(205)	(2.343)	-	(142)	(60.884)	(66.408)	-	
Servicios no facturados	153.420	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	153.420	-	
Servicios facturados	168.817	26.124	32.438	13.435	3.395	4.839	8.510	9.685	6.794	29.199	117.825	421.061	16.841	
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	1.232.437	320.298	103.729	55.659	36.157	29.503	32.627	51.052	24.016	65.419	420.818	2.371.715	121.535	
-Clientes Masivos	875.407	191.220	76.495	35.601	22.762	19.858	22.305	28.423	14.378	39.653	310.812	1.636.914	31.304	
-Grandes Clientes	217.748	87.657	12.588	5.017	3.874	3.678	3.858	4.046	3.387	9.578	64.013	415.444	13.327	
-Clientes Institucionales	139.282	41.421	14.646	15.041	9.521	5.967	6.464	18.583	6.251	16.188	45.993	319.357	76.904	
Provisión Deterioro	(36.932)	(11.180)	(13.059)	(11.016)	(10.123)	(11.909)	(15.255)	(30.022)	(13.065)	(37.802)	(363.337)	(553.700)	(6.081)	
Servicios no facturados	595.842	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	595.842	-	
Servicios facturados	636.595	320.298	103.729	55.659	36.157	29.503	32.627	51.052	24.016	65.419	420.818	1.775.873	121.535	
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	1.554.674	346.422	136.167	69.094	39.552	34.342	41.137	60.737	30.810	94.618	538.643	2.946.196	138.376	
Total Provisión Deterioro	(38.265)	(11.830)	(13.225)	(11.222)	(10.319)	(12.192)	(15.460)	(32.365)	(13.065)	(37.944)	(424.221)	(620.108)	(6.081)	
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	1.516.409	334.592	122.942	57.872	29.233	22.150	25.677	28.372	17.745	56.674	114.422	2.326.088	132.295	

Como no todas nuestras bases de datos comerciales en las distintas subsidiarias de nuestro Grupo distinguen que el consumidor final del servicio eléctrico es una persona natural o jurídica, la principal segmentación de gestión y común a todas las subsidiarias utilizada para realizar el control y seguimiento de las cuentas comerciales es la que se indica a continuación:

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales

Cuentas Comerciales por Cobrar	31/12/2017												Total Corriente MUS\$	Total No Corriente MUS\$
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad superior a 365 días			
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$		
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	345.289	19.151	14.403	12.829	14.063	7.594	4.296	8.186	2.913	8.152	108.791	545.667	36.053	
-Grandes Clientes	103.455	17.383	6.181	251	197	204	209	154	191	6.282	14.265	148.772	-	
-Clientes Institucionales	119.003	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	119.003	34.855	
-Otros	122.831	1.768	8.222	12.578	13.866	7.390	4.087	8.032	2.722	1.870	94.526	277.892	1.198	
Provisión Deterioro	(77)	(64)	(166)	(201)	(197)	(204)	(209)	(162)	(362)	(6.017)	(89.094)	(96.753)	-	
Servicios no facturados	204.520	1.518	7.922	12.244	13.315	7.333	3.968	7.941	2.373	1.083	20.735	282.952	31.703	
Servicios facturados	140.769	17.633	6.481	585	748	261	328	245	540	7.069	88.056	262.715	4.350	
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	841.916	259.130	76.597	33.328	27.462	22.259	24.909	22.942	23.951	63.895	400.757	1.797.146	60.314	
-Clientes Masivos	468.900	166.722	50.937	19.280	15.221	12.333	12.057	11.151	13.995	49.012	267.004	1.086.612	15.645	
-Grandes Clientes	244.794	66.377	11.410	4.221	2.553	2.772	5.149	5.231	3.062	6.366	58.940	410.875	16.216	
-Clientes Institucionales	128.222	26.031	14.250	9.827	9.688	7.154	7.703	6.560	6.894	8.517	74.813	299.659	28.453	
Provisión Deterioro	(517)	(2.685)	(506)	(909)	(1.849)	(1.389)	(3.400)	(12.947)	(12.805)	(49.642)	(368.149)	(454.798)	-	
Servicios no facturados	427.324	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	427.324	-	
Servicios facturados	414.592	259.130	76.597	33.328	27.462	22.259	24.909	22.942	23.951	63.895	400.757	1.369.822	60.314	
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	1.187.205	278.281	91.000	46.157	41.525	29.853	29.205	31.128	26.864	72.047	509.548	2.342.813	96.367	
Total Provisión Deterioro	(594)	(2.749)	(672)	(1.110)	(2.046)	(1.593)	(3.609)	(13.109)	(13.167)	(55.659)	(457.243)	(551.551)	-	
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	1.186.611	275.532	90.328	45.047	39.479	28.260	25.596	18.019	13.697	16.388	52.305	1.791.262	96.367	

- Por tipo de cartera:

Tipos de Cartera	30/09/2018												Total Corriente MUS\$	Total No Corriente MUS\$
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad superior a 365 días			
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$			
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN														
Cartera no repactada	322.237	26.124	32.438	13.435	3.395	4.839	8.510	9.685	6.794	147.024	-	574.481	49.141	
-Grandes Clientes	113.982	16.796	249	2.410	196	2.757	205	2.354	2.235	21	-	141.205	16.205	
-Clientes Institucionales	107.124	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	107.124	6.420	
-Otros	101.131	9.328	32.189	11.025	3.199	2.082	8.305	7.331	4.559	147.003	-	326.152	26.516	
Cartera repactada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
DISTRIBUCIÓN														
Cartera no repactada	1.165.905	303.764	91.061	47.428	28.648	23.830	27.144	46.204	19.198	427.117	-	2.180.299	49.141	
-Clientes Masivos	825.238	180.551	68.597	30.278	17.919	15.768	18.367	24.958	11.183	312.137	-	1.504.996	16.205	
-Grandes Clientes	211.981	86.335	11.453	4.556	3.475	3.313	3.538	3.775	2.982	66.846	-	398.254	6.420	
-Clientes Institucionales	128.686	36.878	11.011	12.594	7.254	4.749	5.239	17.471	5.033	48.134	-	277.049	26.516	
Cartera repactada	66.532	16.534	12.668	8.231	7.509	5.673	5.483	4.848	4.818	59.120	-	191.416	72.394	
-Clientes Masivos	50.169	10.668	7.896	5.324	4.844	4.090	3.938	3.465	3.195	38.328	-	131.917	15.098	
-Grandes Clientes	5.767	1.322	1.137	461	398	365	320	271	405	6.745	-	17.191	6.907	
-Clientes Institucionales	10.596	4.544	3.635	2.446	2.267	1.218	1.225	1.112	1.218	14.047	-	42.308	50.389	
Total cartera bruta	1.554.674	346.422	136.167	69.094	39.552	34.342	41.137	60.737	30.810	633.261	-	2.946.196	170.676	

Tipos de Cartera	31/12/2017												Total Corriente	Total No Corriente
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad superior a 365 días			
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$		
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN														
Cartera no repactada	336.553	18.955	14.367	12.761	14.007	7.536	4.238	8.138	2.876	115.516	-	534.947	36.053	
-Grandes Clientes	103.455	17.384	6.182	251	196	204	209	154	192	20.548	-	148.775	-	
-Clientes Institucionales	119.003	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	119.003	34.855	
-Otros	114.095	1.571	8.185	12.510	13.811	7.332	4.029	7.984	2.684	94.968	-	267.169	1.198	
Cartera repactada	8.736	196	36	68	56	58	58	48	37	1.427	-	10.720	-	
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-Otros	8.736	196	36	68	56	58	58	48	37	1.427	-	10.720	-	
DISTRIBUCIÓN														
Cartera no repactada	800.895	245.976	69.044	28.476	23.602	18.955	21.965	20.282	21.495	455.130	-	1.705.820	35.993	
-Clientes Masivos	458.793	158.628	47.094	16.813	13.327	10.900	10.958	10.265	13.273	313.773	-	1.053.824	13.130	
-Grandes Clientes	236.993	64.603	9.837	3.650	2.285	2.551	4.888	5.018	2.893	64.326	-	397.044	6.613	
-Clientes Institucionales	105.109	22.745	12.113	8.013	7.990	5.504	6.119	4.999	5.329	77.031	-	254.952	16.250	
Cartera repactada	41.021	13.154	7.553	4.852	3.860	3.304	2.944	2.660	2.456	9.522	-	91.326	24.321	
-Clientes Masivos	10.109	8.093	3.844	2.467	1.893	1.432	1.098	887	722	2.243	-	32.788	2.513	
-Grandes Clientes	7.799	1.773	1.573	570	268	222	262	211	169	981	-	13.828	9.603	
-Clientes Institucionales	23.113	3.288	2.136	1.815	1.699	1.650	1.584	1.562	1.565	6.298	-	44.710	12.205	
Total cartera bruta	1.187.205	278.281	91.000	46.157	41.525	29.853	29.205	31.128	26.864	581.595	-	2.342.813	96.367	

ANEXO N°2.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados de Enel Américas.

País	COLOMBIA				PERÚ				ARGENTINA				BRASIL				TOTAL				
	30/09/2018		31/12/2017		30/09/2018		31/12/2017		30/09/2018		31/12/2017		30/09/2018		31/12/2017		30/09/2018		31/12/2017		
	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$							
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	-	3.940	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	195	18	1.100	95	195	3.958	1.100	95
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	166.847	8.539	113.228	7.884	54.909	11.269	46.218	8.045	159.507	17	141.385	-	590.039	7.563	235.410	9.066	971.302	27.388	536.240	24.995	
Total Activo Estimado	166.847	12.479	113.228	7.884	54.909	11.269	46.218	8.045	159.507	17	141.385	-	590.234	7.581	236.510	9.161	971.497	31.346	537.340	25.090	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	3.940	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.487	120	5.696	179	9.487	4.060	5.696	179	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	52.377	12.274	35.171	10.429	32.395	9.931	36.419	11.673	60.124	-	60.713	-	735.555	20.893	333.242	9.108	880.451	43.098	465.545	31.211	
Total Pasivo Estimado	52.377	16.214	35.171	10.429	32.395	9.931	36.419	11.673	60.124	-	60.713	-	745.042	21.013	338.938	9.287	889.938	47.158	471.241	31.390	

RESULTADO	COLOMBIA				PERÚ				ARGENTINA				BRASIL				TOTAL			
	30/09/2018		30/09/2017		30/09/2018		30/09/2017		30/09/2018		30/09/2017		30/09/2018		30/09/2017		30/09/2018		30/09/2017	
	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$																		
Ventas de Energía	172.628	12.911	140.822	8.385	55.519	11.393	77.364	11.825	157.528	17	141.303	-	656.910	8.591	290.026	9.868	1.042.585	32.912	649.515	30.078
Compras de Energía	54.191	16.775	39.314	8.221	32.755	9.887	75.453	13.778	46.676	-	54.890	-	835.033	23.595	358.385	19.807	968.655	50.257	528.042	41.806

ANEXO N°3 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enel Américas.

Proveedores con pagos al día	Saldo al				Saldo al			
	30/09/2018				31/12/2017			
	Bienes MUS\$	Servicios MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$	Bienes MUS\$	Servicios MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$
Hasta 30 días	194.234	477.426	1.083.029	1.754.689	-	151.741	527.694	679.435
Entre 31 y 60 días	2.961	138.278	89.964	231.203	-	18.421	90.478	108.899
Entre 61 y 90 días	-	8.861	6.343	15.204	-	-	6.284	6.284
Entre 91 y 120 días	1.722	334	6.671	8.727	-	-	1.592	1.592
Entre 121 y 365 días	6.324	19.243	74.790	100.357	-	-	15.932	15.932
Más de 365 días	5.121	10.494	207.212	222.827	-	-	278.427	278.427
Total	210.362	654.636	1.468.009	2.333.007	-	170.162	920.407	1.090.569

Proveedores con plazos vencidos	Saldo al				Saldo al			
	30/09/2018				31/12/2017			
	Bienes MUS\$	Servicios MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$	Bienes MUS\$	Servicios MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$
Hasta 30 días	1.415	30.756	-	32.171	-	-	-	-
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	409	119.466	119.875	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	-	-	-	-	94.718	94.718
Total	1.415	31.165	119.466	152.046	-	-	94.718	94.718