



---

# **ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS**

**correspondientes al periodo terminado  
al 30 de septiembre de 2019**

## **ENEL AMÉRICAS S.A. y SUBSIDIARIAS**

**Miles de Dólares**

---



## CONTENIDO

### I. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADOS INTERMEDIOS  
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS INTERMEDIOS, POR NATURALEZA  
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO INTERMEDIO  
ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADOS INTERMEDIO, DIRECTO

### II. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

	<b>en miles</b>	<b>Descripciones</b>
US\$	MUS\$	Dólar Estadounidense
CLP	M\$	Peso chileno
EUR	M€	Euro
ARS	MARS	Peso argentino
BRL	MBRL	Real brasileño
COP	MCOP	Peso colombiano
PEN	MPEN	Sol peruano
UF		Unidad de Fomento
UTM		Unidad Tributaria Mensual
UTA		Unidad Tributaria Anual

**ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS**
**Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios  
al 30 de septiembre de 2019 (no auditado) y 31 de diciembre de 2018  
(En miles de dólares estadounidenses - MUS\$)**

ACTIVOS	Nota	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	8	1.640.240	1.904.285
Otros activos financieros corrientes	9	305.833	210.393
Otros activos no financieros corrientes	10	325.137	307.732
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	11	3.545.895	3.551.022
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	12	14.085	14.337
Inventarios corrientes	13	384.160	339.398
Activos por impuestos corrientes	14	68.359	50.994
<b>Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios</b>		<b>6.283.709</b>	<b>6.378.161</b>
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	5.1	5.468	5.825
<b>Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios</b>		<b>5.468</b>	<b>5.825</b>
<b>ACTIVOS CORRIENTES TOTALES</b>		<b>6.289.177</b>	<b>6.383.986</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>			
Otros activos financieros no corrientes	9	2.847.843	2.796.475
Otros activos no financieros no corrientes	10	2.760.025	1.140.708
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	11	607.079	906.508
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	12	977	1.652
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	15	1.498	2.596
Activos intangibles distintos de la plusvalía	16	5.380.491	5.827.289
Plusvalía	17	1.138.093	1.205.570
Propiedades, planta y equipo	18	8.464.161	8.686.827
Propiedad de inversión		9.940	11.708
Activos por impuestos diferidos	19	380.652	433.037
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES</b>		<b>21.590.759</b>	<b>21.012.370</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>		<b>27.879.936</b>	<b>27.396.356</b>

**ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS**
**Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios  
al 30 de septiembre de 2019 (no auditado) y 31 de diciembre de 2018  
(En miles de dólares estadounidenses - MUS\$)**

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>			
Otros pasivos financieros corrientes	20	1.526.982	1.648.099
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	23	3.344.023	4.116.247
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	12	372.513	2.996.668
Otras provisiones corrientes	24	265.522	422.863
Pasivos por impuestos corrientes	14	183.098	192.924
Otros pasivos no financieros corrientes	10	287.009	270.120
<b>Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos o grupos de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios</b>		<b>5.979.147</b>	<b>9.646.921</b>
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	5.1	3.599	3.835
<b>Pasivos no corrientes o grupos de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios</b>		<b>3.599</b>	<b>3.835</b>
<b>PASIVOS CORRIENTES TOTALES</b>		<b>5.982.746</b>	<b>9.650.756</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>			
Otros pasivos financieros no corrientes	20	4.818.362	4.621.868
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	23	2.404.380	933.056
Otras provisiones no corrientes	24	907.247	1.363.976
Pasivo por impuestos diferidos	19	598.608	546.070
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	25	1.220.993	1.343.507
Otros pasivos no financieros no corrientes	10	95.230	105.223
<b>PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES</b>		<b>10.044.820</b>	<b>8.913.700</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>		<b>16.027.566</b>	<b>18.564.456</b>
<b>PATRIMONIO</b>			
Capital emitido y pagado	26.1.1	9.783.875	6.763.204
Ganancias acumuladas		5.543.240	4.841.687
Otras reservas	26.5	(5.608.041)	(4.880.883)
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>		<b>9.719.074</b>	<b>6.724.008</b>
<b>Participaciones no controladoras</b>	26.6	<b>2.133.296</b>	<b>2.107.892</b>
<b>PATRIMONIO TOTAL</b>		<b>11.852.370</b>	<b>8.831.900</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>		<b>27.879.936</b>	<b>27.396.356</b>

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

Por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2019 y 2018 (no auditado)

(En miles de dólares estadounidenses - MUS\$)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS Ganancia (pérdida)	Nota	enero - septiembre		julio - septiembre		
		2019 MUS\$	2018 MUS\$	2019 MUS\$	2018 MUS\$	
Ingresos de actividades ordinarias	27	9.659.231	8.468.526	3.165.854	3.005.724	
Otros ingresos, por naturaleza	27	916.453	723.188	181.661	321.597	
<b>Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza</b>		<b>10.575.684</b>	<b>9.191.714</b>	<b>3.347.515</b>	<b>3.327.321</b>	
Materias primas y consumibles utilizados	28	(6.284.381)	(5.665.357)	(2.071.127)	(2.266.448)	
<b>Margen de Contribución</b>		<b>4.291.303</b>	<b>3.526.357</b>	<b>1.276.388</b>	<b>1.060.873</b>	
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		131.380	118.171	45.554	32.760	
Gastos por beneficios a los empleados	29	(612.238)	(559.448)	(180.288)	(139.609)	
Gasto por depreciación y amortización	30	(669.078)	(570.181)	(188.702)	(229.929)	
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinadas de acuerdo con NIIF 9	30	(142.378)	(95.159)	(18.632)	(31.657)	
Otros gastos por naturaleza	31	(838.947)	(710.596)	(240.450)	(231.797)	
<b>Resultado de Explotación</b>		<b>2.160.042</b>	<b>1.709.144</b>	<b>693.870</b>	<b>460.641</b>	
Otras ganancias (pérdidas)		355	530	194	(154)	
Ingresos financieros	32	359.560	226.054	115.098	63.180	
Costos financieros	32	(918.031)	(724.524)	(260.699)	(227.684)	
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	15	457	1.432	(150)	(7)	
Diferencias de cambio	32	107.827	88.036	46.796	(29.427)	
Resultado por unidades de reajuste	32	124.144	122.460	37.985	122.460	
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuestos</b>		<b>1.834.354</b>	<b>1.423.132</b>	<b>633.094</b>	<b>389.009</b>	
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	19	(613.021)	(564.557)	(239.225)	(190.914)	
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>		<b>1.221.333</b>	<b>858.575</b>	<b>393.869</b>	<b>198.095</b>	
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a</b>						
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		821.691	512.669	277.284	109.902	
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	26.6	399.642	345.906	116.585	88.193	
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>		<b>1.221.333</b>	<b>858.575</b>	<b>393.869</b>	<b>198.095</b>	
<b>Ganancia por acción básica</b>						
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas		US\$ / acción	0,01327	0,00892	0,00380	0,00191
Ganancia (pérdida) por acción básica		US\$ / acción	0,01327	0,00892	0,00380	0,00191
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación			61.906.568.589	57.452.641.516	70.669.185.984	57.452.641.516
<b>Ganancias por acción diluidas</b>						
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas		US\$ / acción	0,01327	0,00892	0,00380	0,00191
Ganancias (pérdida) diluida por acción		US\$ / acción	0,01327	0,00892	0,00380	0,00191
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación			61.906.568.589	57.452.641.516	70.669.185.984	57.452.641.516

**ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS**

**Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza**  
**Por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2019 y 2018 (no auditado)**  
**(En miles de dólares estadounidenses - MUS\$)**

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS	Nota	enero - septiembre		julio - septiembre	
		2019 MUS\$	2018 MUS\$	2019 MUS\$	2018 MUS\$
Ganancia (Pérdida)		1.221.333	858.575	393.869	198.095
<b>Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos</b>					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión		(1.098.508)	(1.423.061)	(1.090.277)	(687.778)
Ganancias (pérdidas) por activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		(603)	(391)	4	(34)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		13.967	2.633	1.265	3.263
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		(12.002)	3.389	577	280
<b>Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo</b>		<b>(1.097.146)</b>	<b>(1.417.430)</b>	<b>(1.088.431)</b>	<b>(684.269)</b>
<b>Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos</b>		<b>(1.097.146)</b>	<b>(1.417.430)</b>	<b>(1.088.431)</b>	<b>(684.269)</b>
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo</b>					
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo		(1.009)	(1.582)	(898)	(1.523)
<b>Total Otro resultado integral</b>		<b>(1.098.155)</b>	<b>(1.419.012)</b>	<b>(1.089.329)</b>	<b>(685.792)</b>
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL</b>		<b>123.178</b>	<b>(560.437)</b>	<b>(695.460)</b>	<b>(487.697)</b>
<b>Resultado integral atribuible a</b>					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		(62.128)	(634.911)	(601.598)	(398.807)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		185.306	74.474	(93.862)	(88.890)
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL</b>		<b>123.178</b>	<b>(560.437)</b>	<b>(695.460)</b>	<b>(487.697)</b>

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

 Por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2019 y 2018 (No auditados)  
 (En miles de dólares estadounidenses – MUS\$)

<b>Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado</b>	Capital emitido y pagado	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	Total Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
<b>Saldo inicial al 01/01/2019</b>	6.763.204	(1.666.109)	(5.094)	-	(397)	(3.209.283)	(4.880.883)	4.841.687	6.724.008	2.107.892	8.831.900
<b>Cambios en patrimonio</b>											
Resultado Integral											
Ganancia (pérdida)								821.691	821.691	399.642	1.221.333
Otro resultado integral		(884.326)	799	-	(292)	-	(883.819)		(883.819)	(214.336)	(1.098.155)
Resultado integral									(62.128)	185.306	123.178
Emisión de patrimonio	3.020.671	-							3.020.671		3.020.671
Dividendos								(120.138)	(120.138)	(265.467)	(385.605)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	-	156.661	156.661	-	156.661	105.565	262.226
Total de cambios en patrimonio	3.020.671	(884.326)	799	-	(292)	156.661	(727.158)	701.553	2.995.066	25.404	3.020.470
<b>Saldo final al 30/09/2019</b>	9.783.875	(2.550.435)	(4.295)	-	(689)	(3.052.622)	(5.608.041)	5.543.240	9.719.074	2.133.296	11.852.370
<b>Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado</b>	Capital emitido y pagado	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	Total Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
<b>Saldo inicial al 01/01/2018</b>	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	-	-	-	-	-	-	-	585.623	585.623	266.276	851.899
<b>Saldo Inicial Reexpresado</b>	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
<b>Cambios en patrimonio</b>											
Resultado Integral								512.669	512.669	345.906	858.575
Ganancia (pérdida)								(1.147.580)	(1.147.580)	(271.432)	(1.419.012)
Otro resultado integral		(1.151.434)	4.044	-	(190)	-	(1.147.580)		(634.911)	74.474	(560.437)
Resultado integral									(141.806)	(141.806)	(246.920)
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)
<b>Saldo final al 30/09/2018</b>	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

**ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS**

**Estados de Flujo de Efectivo Consolidados Intermedios, Directos**  
**Por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2019 y 2018 (no auditado)**  
**(En miles de dólares estadounidenses - MUS\$)**

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - septiembre		
		2019 MUS\$	2018 MUS\$	
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>				
<b>Clases de cobros por actividades de operación</b>				
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		13.589.278	11.315.929	
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		23.810	32.768	
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		24.669	14.049	
Otros cobros por actividades de operación		573.829	566.614	
<b>Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación</b>				
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(7.156.251)	(6.192.927)	
Pagos a y por cuenta de los empleados		(682.089)	(574.256)	
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(11.725)	(10.868)	
Otros pagos por actividades de operación	8.c	(4.416.718)	(3.621.482)	
<b>Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones</b>				
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(453.889)	(485.629)	
Otras entradas (salidas) de efectivo		(144.749)	(163.494)	
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>			<b>1.346.165</b>	
			<b>880.704</b>	
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>				
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios		-	(1.590.435)	
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		200.161	193.026	
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(222.732)	(266.212)	
Compras de propiedades, planta y equipo		(639.842)	(511.865)	
Compras de activos intangibles		(520.242)	(523.646)	
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuto financiera		(3.909)	(3.080)	
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuto financiera		6.678	2.657	
Dividendos recibidos		1.581	1.475	
Intereses recibidos		87.356	73.269	
Otras entradas (salidas) de efectivo		(5.799)	(15.097)	
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>			<b>(1.096.748)</b>	
			<b>(2.639.908)</b>	
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>				
Importes procedentes de la emisión de acciones	26.1.1	3.019.814	-	
<b>Total importes procedentes de préstamos</b>	8.d	<b>4.317.641</b>	<b>4.262.625</b>	
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		991.033	2.667.315	
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		3.326.608	1.595.310	
Pago de préstamos	8.d	(4.090.879)	(1.404.860)	
Pagos de pasivos por arrendamientos	8.d	(39.795)	(21.878)	
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	8.d	(2.487.233)	-	
Dividendos pagados		(634.734)	(509.148)	
Intereses pagados	8.d	(498.745)	(305.608)	
Otras entradas (salidas) de efectivo	8.d	9.710	5.798	
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>			<b>(404.221)</b>	
			<b>2.026.929</b>	
<b>Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio</b>			<b>(154.804)</b>	
			<b>267.725</b>	
<b>Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo</b>				
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(109.241)	(193.888)	
<b>Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo</b>		<b>(264.045)</b>	<b>73.837</b>	
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	8	1.904.285	1.472.763	
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo</b>	8	<b>1.640.240</b>	<b>1.546.600</b>	

**ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS**

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS**

1.	ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO.....	13
2.	BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS .....	14
2.1	Principios contables .....	14
2.2	Nuevos pronunciamientos contables .....	14
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 .....	21
2.7	Principios de consolidación y combinaciones de negocio.....	22
3.	CRITERIOS CONTABLES APLICADOS .....	24
a)	Propiedades, planta y equipo.....	24
b)	Propiedad de inversión .....	26
c)	Plusvalía .....	26
d)	Activos intangibles distintos de la plusvalía .....	26
d.1)	Concesiones.....	27
d.2)	Gastos de investigación y desarrollo .....	28
d.3)	Otros activos intangibles.....	28
e)	Deterioro del valor de los activos no financieros.....	28
f)	Arrendamientos.....	29
g)	Instrumentos financieros .....	30
g.1)	Activos financieros no derivados .....	30
g.2)	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes .....	31
g.3)	Deterioro de valor de los activos financieros .....	31
g.4)	Pasivos financieros excepto derivados .....	32
g.5)	Derivados y operaciones de cobertura .....	33
g.6)	Baja de activos y pasivos financieros .....	34
g.7)	Compensación de activos y pasivos financieros.....	34
g.8)	Contratos de garantías financieras .....	34
h)	Medición del valor razonable .....	34
i)	Inversiones contabilizadas por el método de participación .....	35
j)	Inventarios .....	36
k)	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 .....	36
l)	Acciones propias en cartera.....	37
m)	Provisiones .....	37
m.1)	Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares .....	37
n)	Conversión de saldos en moneda extranjera.....	38
o)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes .....	38
p)	Impuesto a las ganancias .....	38
q)	Reconocimiento de ingresos y gastos .....	39
r)	Ganancia (pérdida) por acción.....	40
s)	Dividendos .....	41
t)	Gastos de emisión y colocación de acciones.....	41
u)	Estado de flujos de efectivo .....	41
v)	Moneda funcional.....	41
4.	REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	42

a) Marco regulatorio: .....	42
b) Revisiones tarifarias: .....	71
5. ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA O MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS Y OPERACIONES DISCONTINUADAS .....	82
6. COMBINACIONES DE NEGOCIOS Y ADQUISICIONES .....	83
7. HIPERINFLACION ARGENTINA.....	86
8. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO .....	88
9. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS .....	90
10. OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS .....	91
11. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR .....	93
12. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	95
a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	95
b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas.....	96
c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados: .....	97
d) Transacciones significativas Enel Américas: .....	97
a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia .....	99
b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.....	100
13. INVENTARIOS .....	101
14. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS .....	101
15. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN .....	102
15.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación.....	102
16. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA .....	104
17. PLUSVALÍA .....	106
18. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	107
19. IMPUESTO A LAS GANANCIAS E IMPUESTOS DIFERIDOS .....	111
a) Impuesto a las ganancias .....	111
b) Impuestos diferidos.....	112
20. OTROS PASIVOS FINANCIEROS.....	115
a. Préstamos que devengen intereses.....	115
b. Obligaciones con el Pùblico No Garantizadas .....	118
c. Obligaciones con el Pùblico Garantizadas.....	118
d. Deuda de cobertura. ....	124
e. Otros aspectos.....	124
f. Flujos futuros de deuda no descontados .....	124
21. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS .....	127
22. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	130
22.1 Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría. ....	130
22.2 Instrumentos derivados.....	131
22.3 Jerarquías del valor razonable.....	133
23. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES Y NO CORRIENTES .....	134
24. PROVISIONES .....	135
25. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO .....	136
25.1 Aspectos generales: .....	136
25.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros: .....	136
25.3 Otras revelaciones: .....	140
26. PATRIMONIO .....	142
26.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora. ....	142
26.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión .....	143
26.3 Gestión del capital .....	143
26.4 Restricciones a la disposición de fondos de las subsidiarias (Nota de Patrimonio) .....	143
26.5 Otras Reservas .....	144
26.6 Participaciones no controladoras. ....	145
27. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS .....	146

28. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS .....	147
29. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	147
30. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO NIIF 9.....	147
31. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.....	148
32. RESULTADO FINANCIERO .....	149
33. INFORMACIÓN POR SEGMENTO .....	151
33.1 Criterios de segmentación .....	151
33.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros.....	153
33.3 Países.....	156
33.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países .....	159
34. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.....	165
34.1 Garantías directas.....	165
34.2 Garantías Indirectas.....	166
34.3 Litigios y arbitrajes .....	167
34.4 Restricciones financieras.....	182
34.5 Otras informaciones .....	185
35. DOTACIÓN.....	190
36. SANCIONES.....	191
37. MEDIO AMBIENTE.....	199
38. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE SUBSIDIARIAS.....	201
39. HECHOS POSTERIORES .....	203
ANEXO N°1 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA.....	204
ANEXO N°2 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DEL 3 DE FEBRERO DE 2012 .....	207
ANEXO N°2.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES.....	210
ANEXO N°2.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE .....	214
ANEXO N°3 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES .....	215

## ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

### NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTES AL PERÍODO TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2019 (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”), 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 57,26%.

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 en el año 2016, el 1 de marzo del mismo año la entonces Enersis S.A. pasó a denominarse Enersis Américas S.A. El 1 de diciembre de 2016, 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 17.620 trabajadores al 30 de septiembre de 2019. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el periodo 2019 fue de 17.760 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica ver Nota 35.

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 2018 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 27 de febrero de 2019, y posteriormente presentados a consideración de la Junta General de Accionistas, celebrada con fecha 30 de abril de 2019, órgano que aprobó de 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 2019, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 28 de octubre de 2019, 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 2019 y 31 de diciembre de 2018, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los períodos de nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2019 y 2018, 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) Los siguientes pronunciamientos contables han sido adoptados por el Grupo a partir del 1 de enero de 2019:

##### i. Nuevas Normas e Interpretaciones

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

- **NIIF 16 “Arrendamientos”**

La NIIF 16, emitida en enero de 2016 por el IASB, establece los principios para el reconocimiento, medición y presentación de los arrendamientos, y sus revelaciones asociadas. La nueva norma sustituyó a la 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 comenzó su aplicación efectiva a partir del 1 de enero de 2019.

La NIIF 16 se basa en el concepto de control para la determinación de si un contrato es o contiene un arrendamiento. Respecto al tratamiento contable para el arrendador y el arrendatario la 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 reconoce 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 por derecho de uso separadamente del interés correspondiente al pasivo por arrendamiento relacionado. La norma incluye dos exenciones de reconocimiento voluntarias para los arrendamientos de bajo valor y arrendamientos de corto plazo (igual o menor a 12 meses).
- ii) Contabilidad del arrendador: no se modifica sustancialmente respecto al modelo que establecía la NIC 17. El arrendador debe clasificar los arrendamientos como operativos o financieros, bajo los mismos principios de la norma anterior.

La implementación de la NIIF 16 en el Grupo requirió la aplicación de juicios y supuestos, los cuales se resumen a continuación:

- Análisis de los contratos de arrendamiento dentro del alcance de la Norma. Dicho análisis incluyó, no sólo los contratos en que Enel Américas actúa como arrendatario, sino también los contratos de prestación de servicios y aquellos en que las compañías del Grupo actúan como arrendador.

- Estimación de los plazos de arrendamiento, en función del periodo no cancelable y de los periodos cubiertos por las opciones de renovación cuyo ejercicio sea potestad de Enel Américas y se considere razonablemente cierto.
- Estimación de la tasa de descuento para calcular el valor presente de los pagos por arrendamiento. Esta es igual a la tasa incremental de los préstamos del arrendatario cuando la tasa de interés implícita en el arrendamiento no se puede determinar fácilmente. Para el cálculo de los efectos al 1 de enero de 2019, el Grupo utilizó la tasa incremental de endeudamiento, definida esta como la tasa de interés que la compañía tendría que pagar por pedir prestado en un plazo similar, y con una garantía similar, los fondos necesarios para obtener un activo de un valor similar al activo por derecho de uso en un entorno económico similar.

El Grupo escogió utilizar la exención de aplicación de la Norma a contratos con vencimiento inferior a 12 meses o que tienen activos subyacentes de bajo valor individual, como ejemplo arrendamiento de ciertos equipos de oficina (computadoras personales, impresoras y fotocopiadoras). Ver Notas 3.f y 18.d.

Para la transición de la nueva Norma, el Grupo aplicó las siguientes soluciones prácticas:

- No evaluar nuevamente si un contrato es, o contiene, un arrendamiento. En su lugar, aplicó la norma a los contratos que se identificaron previamente como arrendamientos aplicando la NIC 17 y la CINIIF 4. Por lo tanto, el Grupo no aplicó la norma a los contratos que no fueron previamente identificados como que contenían un arrendamiento.
- Aplicar la Norma retroactivamente con el efecto acumulado de la aplicación inicial, lo que supone no reexpresar períodos comparativos y presentar el efecto acumulado de la aplicación inicial de la Norma como un ajuste al saldo de apertura de las ganancias acumuladas al 1 de enero de 2019.
- Reconocer en la fecha de aplicación inicial activos por derecho de uso por un importe igual a los pasivos por arrendamiento, ajustado por el importe de cualquier pago por arrendamientos anticipados o acumulados reconocidos en el estado de situación financiera inmediatamente antes de la fecha de aplicación inicial.

Los principales efectos que surgen por la aplicación de la nueva Norma en las compañías del Grupo, son aquellos relacionados con contratos de arrendamiento de terrenos, edificios y automóviles. Como consecuencia del cambio de modelo contable para los arrendatarios, el Grupo presentó un aumento en los pasivos corrientes y no corrientes por un monto total de MUS\$ 71.891 al 1 de enero de 2019, por el reconocimiento de pasivos por arrendamiento, y un aumento en los activos no corrientes por igual monto, como consecuencia del reconocimiento de los derechos de uso originados en dichos contratos. Cabe destacar que la aplicación de la Norma no generó un efecto en el saldo de apertura de las ganancias acumuladas al 1 de enero de 2019. Para mayor información ver Notas 18.c y 20.

El promedio ponderado de la tasa incremental por préstamos utilizada para el registro de los pasivos por arrendamiento al 1 de enero de 2019, fue de 9,7%.

La conciliación entre el monto total de los pagos futuros mínimos derivados de los contratos de arrendamiento operativo de acuerdo a NIC 17 y el pasivo financiero por arrendamiento registrado al 1 de enero de 2019, es como sigue:

	MUS\$
Pagos futuros mínimos de arrendamientos operativos al 31.12.2018	92.717
Efecto del descuento de acuerdo a la tasa Incremental por préstamos	(20.826)
<b>Pasivo por arrendamiento</b>	<b>71.891</b>

Producto de lo anterior, durante el periodo de nueve meses terminado al 30 de septiembre de 2019 el Grupo reconoció un mayor gasto financiero asociado a los nuevos pasivos por arrendamientos por MUS\$ 6.956, y una mayor depreciación asociada a los derechos de uso por MUS\$ 22.901.

- **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 incertidumbre sobre los tratamientos del impuesto a las ganancias puede afectar tanto el impuesto corriente como el impuesto diferido. El umbral para reflejar los efectos de la incertidumbre es si es probable que la autoridad tributaria acepte o no un tratamiento tributario incierto, suponiendo que la autoridad tributaria examinará las cantidades que tiene derecho a examinar y tiene pleno conocimiento de toda la información relacionada.

Esta interpretación comenzó su aplicación efectiva a partir del 1 de enero de 2019. La aplicación de CINIIF 23, no generó impactos en los estados financieros consolidados de Enel Américas y sus subsidiarias.

## ii. Enmiendas y mejoras

Enmiendas y Mejoras	Fecha de aplicación obligatoria:
Enmiendas a NIIF 9: <i>Características de cancelación anticipada con compensación negativa</i>	1 de enero de 2019
Enmiendas a NIC 28: <i>Participación a largo plazo en asociadas y negocios conjuntos</i>	1 de enero de 2019
Mejoras anuales a las NIIF: <i>Ciclo 2015-2017 (NIIF 3, NIIF 11, NIC 12 y NIC 23)</i>	1 de enero de 2019
Enmiendas a NIC 19: <i>Modificación, reducción o liquidación de un plan</i>	1 de enero de 2019

- **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, 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 anticipados con compensación negativa.

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 terminar 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, son mínimos.

La aplicación de esta enmienda, a partir del 1 de enero de 2019, no generó impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

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

La enmienda aclara que la NIIF 9 es aplicable a inversiones a largo plazo que una entidad tiene en una asociada o negocio conjunto, para las cuales no aplique el método de la participación. 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.

La aplicación de esta enmienda, a partir del 1 de enero de 2019, no generó impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

- **Mejoras Anuales a las NIIF Ciclo 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 el 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.

NIC 12, “Impuesto a la Renta”: Aclara que el impuesto a las ganancias de los dividendos está vinculado 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.

NIC 23, “Costos de Préstamos”: Clarifica que los préstamos que estaban destinados específicamente a financiar activos calificados pasan a formar parte de los préstamos generales de la entidad, a efectos del cálculo de la tasa de capitalización, cuando se completan sustancialmente todas las actividades necesarias para preparar el activo para su uso o venta previstos.

La aplicación de estas mejoras, a partir del 1 de enero de 2019, no generó impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

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

Las enmiendas a IAS 19 *Beneficios a los empleados*, emitidas en febrero de 2018, abordan la contabilización cuando se produce una modificación, reducción o liquidación del plan durante un periodo de reporte. La enmienda especifica que se requiere que una entidad determine el costo actual del servicio y el interés neto por el resto del periodo anual, utilizando los supuestos actuariales utilizados para volver a medir el pasivo (activo) por beneficios definidos y los activos del plan después de la modificación, reducción o liquidación del plan.

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. Este monto se reconoce en resultados. Luego, una entidad determina el efecto del techo del activo 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 ocurridas a partir del 1 de enero de 2019.

**b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2020 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:

**i. Enmiendas y Mejoras**

Enmiendas y Mejoras	Fecha de aplicación obligatoria:
Marco Conceptual (Revisado)	1 de enero de 2020
Enmiendas a NIIF 3: <i>Definición de un Negocio</i>	1 de enero de 2020
Enmiendas a NIC 1 y NIC 8: <i>Definición de Material o con Importancia Relativa</i>	1 de enero de 2020
Enmiendas a NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7: <i>Reforma de las tasas de interés de referencia</i>	1 de enero de 2020

- **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 IASB también emitió un documento de acompañamiento por separado, "Modificaciones a las Referencias al Marco Conceptual en las Normas NIIF", que establece enmiendas que afectan a otras NIIF con el fin de actualizar las referencias al nuevo Marco Conceptual.

El Marco Conceptual revisado, así como las Modificaciones a las Referencias al Marco Conceptual en las Normas NIIF, entran en vigencia a partir del 1 de enero de 2020. Se permite aplicación anticipada, si se adoptan al mismo tiempo todas las modificaciones realizadas. La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación del nuevo Marco Conceptual en los estados financieros consolidados del Grupo.

- **Enmiendas a NIIF 3 “Definición de un Negocio”.**

La NIIF 3 Combinaciones de Negocios fue modificada por el IASB en octubre de 2018, para aclarar la definición de Negocio, con el objetivo de ayudar a las entidades a determinar si una transacción debe contabilizarse como una combinación de negocios o como la adquisición de un activo. Para ser considerado un negocio, un conjunto adquirido de actividades y activos debe incluir, como mínimo, un insumo y un proceso sustantivo que juntos contribuyen de forma significativa a la capacidad de elaborar productos. La enmienda además añade guías y ejemplos ilustrativos para evaluar si se ha adquirido un proceso sustancial.

La enmienda es aplicable prospectivamente a las combinaciones de negocios y adquisiciones de activos cuya fecha de adquisición sea a partir del 1 de enero de 2020. Se permite su aplicación anticipada.

- **Enmiendas a NIC 1 y NIC 8 “Definición de Material o con Importancia Relativa”.**

En octubre de 2018 el IASB modificó la NIC 1 Presentación de estados financieros y la NIC 8 Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores, para mejorar la definición de Material y las explicaciones que acompañan a la definición. Las enmiendas aseguran que la definición de material sea coherente en todas las NIIF.

La información es material o tiene importancia relativa si su omisión, distorsión u ocultamiento puede influir razonablemente en las decisiones que los usuarios principales de los estados financieros de propósito general toman a partir de esos estados financieros, que proporcionan información financiera sobre una entidad que informa específica.

Las enmiendas son aplicables de forma prospectiva a los períodos anuales que comienzan a partir del 1 de enero de 2020. Se permite su aplicación anticipada.

- **Enmiendas a NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7 “Reforma de las tasas de interés de referencia”.**

El 26 de septiembre de 2019, el IASB emitió enmiendas a algunos requisitos para la contabilidad de coberturas de la NIIF 9 *Instrumentos Financieros* y NIC 39 *Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición*, y los requerimientos de revelación de la NIIF 7 *Instrumentos Financieros: Información a revelar*, en respuesta a la reforma que elimina gradualmente las tasas de interés de referencia, tales como de las tasas de interés de oferta interbancaria (IBORs, por su sigla en inglés).

Las implicaciones contables de dicha reforma serán abordadas por el IASB en dos etapas. La primera de ellas, que culmina con estas enmiendas, se centra en los efectos contables de la incertidumbre en el periodo previo a la reforma. La segunda etapa, se centrará en establecer las posibles consecuencias contables de reemplazar las tasas de referencia.

Las NIIF requieren que las empresas utilicen información prospectiva para aplicar la contabilidad de cobertura. Si bien la reforma de las tasas de interés está en curso, existe incertidumbre acerca de cuándo se reemplazarán los puntos de referencia de la tasa de interés actual y con qué tipo de interés. Las enmiendas proporcionan excepciones temporales de aplicación a algunos requisitos para la contabilidad de coberturas. Sin las enmiendas, dicha incertidumbre podría dar lugar a que una empresa tenga que suspender la contabilidad de coberturas debido al efecto de la reforma en su capacidad para realizar evaluaciones prospectivas (por ejemplo, no cumplir con el requisito "altamente probable" para coberturas de flujo de efectivo).

Las enmiendas son aplicables para los períodos anuales que comienzan a partir del 1 de enero de 2020. Se permite su aplicación anticipada. La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas enmiendas en los estados financieros consolidados del Grupo.

### 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 3.d.1).
- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), para la realización de pruebas de deterioro (ver Nota 3.e).
- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable (ver Nota 3.h).
- La determinación de la moneda funcional de Enel Américas (ver Nota 3.v)
- Aplicación del modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias previsto por la NIIF 15 (ver Nota 3.q).

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos no financieros y plusvalías (ver Nota 3.e).
- 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 3.m.1 y 25).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.d).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.h y 22).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores (ver Nota 3.q).
- 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 3.m).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Nota 3.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 3.p).
- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.
- Determinación de las pérdidas crediticias esperadas sobre activos financieros (ver Nota 3.g.3).

- Determinación del plazo de arrendamiento de contratos con opciones de renovación, así como las tasas a utilizar para descontar los pagos por arrendamiento (ver Nota 3.f).

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 si 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 30/09/2019			Participación al 31/12/2018		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,73%	99,73%	-	99,73%	99,73%
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,75%	99,75%	-	99,75%	99,75%
Extranjero	Enel Generación Fortaleza S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Real brasileño	-	74,05%	74,05%	-	74,05%	74,05%
Extranjero	Enel Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%
Extranjero	Enel X Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,93%	99,93%	-	99,93%	99,93%
Extranjero	Enel Distribución São Paulo S.A.	Brasil	Real brasileño	-	95,88%	95,88%	-	95,88%	95,88%
Extranjero	Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande)	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Ingendesa do Brasil Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	-	-	1,00%	-	1,00%
Extranjero	Enel Brasil Investimento Sudeste S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Central Geradora Fotovoltaica São Francisco Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Tecnología de Redes S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Nuxer Trading S.A.	Uruguay	Dólar estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	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%	99,92%	-	99,92%
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	-	99,99%	99,99%	-	99,85%	99,85%
Extranjero	Enel X Colombia S.A.S	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Perú S.A.C.	Perú	Sol peruano	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Sol peruano	-	80,00%	80,00%	-	80,00%	80,00%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Sol peruano	-	83,60%	83,60%	-	83,60%	83,60%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Sol peruano	-	83,15%	83,15%	-	83,15%	83,15%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Sol peruano	-	96,50%	96,50%	-	96,50%	96,50%
Extranjero	Enel X Perú S.A.C.	Perú	Sol peruano	-	99,99%	99,99%	-	-	-
Extranjero	Compañía Energética Veracruz S.A.C.	Perú	Sol peruano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%

#### 2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación

- 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 Enel Distribución Sao Paulo S.A. (anteriormente denominada Eletropaulo Metropolitana de Eletricidade de São Paulo S.A.). Para mayores antecedentes relacionados con esta adquisición ver Nota 6.2.
- Durante el último trimestre de 2018, el Grupo Enel Brasil S.A. adquirió en Uruguay la sociedad Nuxer Trading S.A. y en Brasil la sociedad Central Geradora Fotovoltaica São Francisco Ltda., con el objeto de desarrollar las líneas de negocio de Enel X Brasil en dichos países.
- Durante el primer trimestre de 2019, se constituyó la subsidiaria Enel X Perú S.A.C., la cual tiene por objeto social, entre otros, desarrollar, implementar y vender productos y servicios relacionados con la energía que incorporen la innovación, tecnología de punta y las tendencias del futuro y sean distintos de la distribución eléctrica concesionada y de los servicios anexos a aquella.
- En septiembre de 2019, se constituyó la compañía Enel Tecnología de Redes S.A., propiedad 100% de Enel Brasil S.A., cuyo objeto es el planeamiento, desarrollo y ejecución de actividades de generación, distribución, transmisión y/o comercialización de energía, así como también la comercialización de equipamiento para la distribución, medición y control de la energía.

#### 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 periodo, 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 3.i.

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

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	Participación al 30/09/2019			Participación al 31/12/2018		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Sacme S.A.	Argentina	Peso argentino	-	50,00%	50,00%	-	50,00%	50,00%
Extranjero	Yacytec S.A.	Argentina	Peso argentino	33,33%	-	33,33%	22,22%	-	22,22%
Extranjero	Central Térmica 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 3.i.
- 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.

## 2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio

Las entidades subsidiarias se consolidan integrándose en los estados financieros consolidados la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones 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, las NIIF permiten valorar las participaciones no controladoras de la adquirida en la fecha de adquisición: i) a valor razonable; o ii) por la participación proporcional en los activos netos identificables de la adquirida, siendo esta última la metodología que el Grupo ha aplicado de forma sistemática a sus combinaciones de negocios.

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 periodo 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 periodos 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 periodo.

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 periodo (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 7), se ajustan primero por el efecto de la inflación, registrando cualquier ganancia o pérdida en la posición monetaria 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. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

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

#### a) Propiedades, planta y equipo

Las propiedades, plantas y equipos se valoran, con carácter general, 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 periodo de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un periodo de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. El Grupo define periodo 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 periodo 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 periodo 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 periodo 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.

Adicionalmente, el Grupo reconoce activos por derecho de uso por arrendamientos correspondientes a propiedades, plantas y equipos, de acuerdo a los criterios establecidos en la Nota 3.f.

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	
<b>Plantas y equipos de generación:</b>	
Centrales hidráulicas	10 – 85
Obra civil	10 – 60
Equipo electromecánico	10 – 40
Centrales de Carbón/Fuel	10 – 50
Centrales Ciclo Combinado	
<b>Plantas y equipos de distribución:</b>	
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 periodo 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	Periodo restante hasta caducidad
Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur (Distribución)	Argentina	1992	95 años	68 años
Enel Generación El Chocón S.A. (Generación)	Argentina	1993	30 años	4 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	2002	85 años	68 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	2000	87 años	68 años
EGP Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	1997	30 años	8 años
Enel Generación Fortaleza S.A (Generación)	Brasil	2001	30 años	12 años
Enel CIEN S.A. (Garabi I) (*)	Brasil	2000	20 años	1 año
Enel CIEN S.A. (Garabi II) (*)	Brasil	2002	20 años	3 años

(\*) Nuestra subsidiaria Enel CIEN tiene como sus activos principales los sistemas de interconexión energética Garabi I y Garabi II, que a través de dos estaciones de conversión de frecuencia y líneas de transmisión de 2.200 MW transportan energía entre Brasil y Argentina. El plazo de concesión de la línea Garabi I finaliza el 20 de junio de 2020, sin posibilidad de renovación, mientras que para la línea Garabi II el plazo de vigencia es hasta el 31 de julio de 2022. La compañía está trabajando junto al Gobierno de Brasil para intentar de unificar el plazo de concesión de las dos líneas hasta el 31 de julio del 2022.

En la medida en que el Grupo reconoce los activos como Propiedades, plantas y equipos, éstos se amortizan durante el periodo menor entre la vida económica o plazo concesional, cuando el beneficio económico del activo se limita a su uso durante el periodo 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 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 3.d.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.

Un elemento de propiedades, planta y equipo se da de baja cuando se enajene o disponga del mismo 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 o retiros de bienes de Propiedades, planta y equipo se reconocen como Otras ganancias (pérdidas) en el estado de resultados integrales, y se calculan deduciéndo del monto recibido por la venta el valor neto contable del activo y los gastos de venta correspondientes.

#### **b) Propiedad de inversión**

El rubro “Propiedad de inversión” incluye fundamentalmente terrenos y construcciones que se mantienen con el propósito de obtener ganancias en futuras ventas, o bien explotarlos mediante un régimen de arrendamientos.

Las propiedades de inversión se valoran por su costo de adquisición neto de su correspondiente depreciación acumulada y las pérdidas por deterioro que hayan experimentado. Las propiedades de inversión, excluidos los terrenos, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil.

Una propiedad de inversión 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 o retiros de propiedades de inversión, se reconocen como “Otras ganancias (pérdidas)” en el estado de resultados integrales y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

#### **c) 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, medida por su participación proporcional en los activos netos identificables de la adquirida; 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 periodo 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 periodo (ver Nota 3.e).

#### **d) 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 2019 y 31 de diciembre de 2018, 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 e) 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 periodo y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

#### **d.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 o mejora 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 existe un derecho contractual incondicional a recibir efectivo u otro activo financiero ya sea directamente del cedente o de un tercero.

Sin embargo, ambos tipos de contraprestación se clasifican como un activo del contrato durante el periodo de construcción o mejora, de acuerdo con la NIIF 15 (ver Nota 10).

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 3.m).

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:

<b>Empresa titular de la concesión</b>	<b>País</b>	<b>Año de inicio de la concesión</b>	<b>Plazo de la concesión</b>	<b>Periodo restante hasta caducidad</b>
Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla) (Distribución) (*)	Brasil	1996	30 años	7 años
Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce) (Distribución) (*)	Brasil	1997	30 años	9 años
Enel Distribución Goiás S.A. (Distribución) (*)	Brasil	2015	30 años	25 años
Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande) (**)	Brasil	2017	30 años	28 años
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (ex Eletropaulo) (Distribución) (*)	Brasil	1998	30 años	9 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 3.g.1 y 9).

(\*\*) 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 Notas 3.g.1 y 9).

Al final de cada periodo 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.

#### **d.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 periodo en que se incurran.

#### **d.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.

#### **e) 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 2018, las tasas utilizadas para extrapolar las proyecciones fueron las que a continuación se detallan:

País	Moneda	Tasas de crecimiento (g)
		31/12/2018
Argentina	Peso argentino	10,4%
Brasil	Real brasileño	4,2%
Perú	Sol peruano	2,5%
Colombia	Peso colombiano	3,5%

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 2018, fueron las siguientes:

País	Moneda	31/12/2018	
		Mínimo	Máximo
Argentina	Peso argentino	22,9%	36,4%
Brasil	Real brasileño	9,1%	21,3%
Perú	Sol peruano	7,2%	12,1%
Colombia	Peso colombiano	7,9%	12,9%

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, prorrteando 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 si, 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.

El 1 de enero de 2018, se registró una pérdida por deterioro en nuestra subsidiaria Enel Generación Costanera S.A., por un monto de MUS\$ 76.658, como consecuencia de la reexpresión de sus activos no monetarios por la aplicación de NIC 29 "Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias" (ver Nota 7). Al 31 de diciembre de 2018, el valor recuperable de la compañía experimentó un aumento, por lo cual se registró un reverso del deterioro por un monto de MUS\$ 70.513.

#### f) Arrendamientos

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, Enel Américas analiza el fondo económico del acuerdo, evaluando si el acuerdo transfiere el derecho a controlar el uso de un activo identificado por un periodo de tiempo a cambio de una contraprestación. Se considera que existe control si el cliente tiene i) derecho a obtener sustancialmente todos los beneficios económicos procedentes del uso de un activo identificado; y ii) derecho a dirigir el uso del activo.

Cuando el Grupo actúa como arrendatario, al comienzo del arrendamiento (es decir, en la fecha en que el activo subyacente está disponible para su uso) registra en el estado de situación financiera un activo por el derecho de uso y un pasivo por arrendamiento.

El Grupo reconoce inicialmente los activos por derecho de uso al costo. El costo de los activos por derecho de uso comprende: i) importe de la medición inicial del pasivo por arrendamiento; ii) los pagos por arrendamiento realizados hasta la fecha de comienzo, menos los incentivos de arrendamiento recibidos; iii) los costos directos iniciales incurridos; y iv) la estimación de los costos por desmantelamiento o restauración.

Posteriormente, el activo por derecho de uso se mide al costo, ajustado por cualquiera nueva medición del pasivo por arrendamiento, menos la depreciación acumulada y las pérdidas acumuladas por deterioro de valor. El activo por derecho de uso 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. Para determinar si el activo por derecho de uso se ha deteriorado, se aplican los mismos criterios detallados en la Nota 3.e.

El pasivo por arrendamiento se mide inicialmente al valor presente de los pagos por arrendamiento, descontados a la tasa incremental por préstamos de la compañía, si la tasa de interés implícita en el arrendamiento no pudiera determinarse fácilmente. Los pagos por arrendamiento incluidos en la medición del pasivo comprenden: i) pagos fijos, menos cualquier incentivo de arrendamiento por cobrar; ii) pagos por arrendamiento variables que dependen de un índice o tasa; iii) garantías de valor residual; iv) precio de ejercicio de una opción de compra; y v) penalizaciones por término del arriendo.

Después de la fecha de inicio, el pasivo por arrendamiento se incrementa para reflejar la acumulación de intereses y se reduce por los pagos por arrendamiento realizados. Además, el valor en libros del pasivo se vuelve a medir si existe una modificación en los términos del arrendamiento (cambios en el plazo del arrendamiento, en el importe de los pagos esperados relacionados con una garantía de valor residual, en la evaluación de una opción de compra o cambio de un índice o tasa utilizados para determinar los pagos por arrendamiento). El costo financiero se reconoce como gasto y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el periodo de arrendamiento, de forma que se obtiene una tasa de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo pendiente del pasivo por arrendamiento.

Los arrendamientos de corto plazo, igual o inferior a un año, o arrendamiento de activos de bajo valor se exceptúan de la aplicación de los criterios de reconocimiento descritos anteriormente, registrando los pagos asociados con el arrendamiento como un gasto de forma lineal a lo largo del plazo del arrendamiento.

Cuando el Grupo actúa como arrendador, clasifica al inicio del acuerdo si el arrendamiento es operativo o financiero, en base a la esencia de la transacción. Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo subyacente se clasifican como arrendamientos financieros. El resto de arrendamientos son clasificados como arrendamientos operativos.

En el caso de arrendamientos financieros, en la fecha de comienzo, la compañía reconoce en su estado de situación financiera los activos mantenidos en arrendamiento financiero y los presenta como una cuenta por cobrar, por un valor igual al de la inversión neta en el arrendamiento, calculado como la suma del valor actual de las cuotas de arrendamiento y el valor actual de cualquier valor residual devengado, descontados a la tasa de interés implícita en el arrendamiento. Posteriormente, se reconocen los ingresos financieros a lo largo del plazo del arrendamiento, en función de un modelo que refleje una tasa de rendimiento constante sobre la inversión financiera neta realizada en el arrendamiento.

En el caso de los arrendamientos operativos, los pagos por arrendamiento se reconocen como ingreso de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto. Los costos directos iniciales incurridos para obtener un arrendamiento operativo se añaden al valor en libros del activo subyacente y se reconocen como gasto a lo largo del plazo del arrendamiento, sobre la misma base que los ingresos del arrendamiento.

## **g) 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.

### **g.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 3.i y 15) y los activos no corrientes mantenidos para la venta (Ver Nota 3.k), en tres categorías:

#### **(i) Costo amortizado:**

Se incluyen en esta categoría aquellos activos financieros que cumplen 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 a flujos de efectivo que son solamente 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 periodo 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 periodo 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.

Estos activos financieros 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 estos activos financieros, momento en el que el monto acumulado en este rubro es imputado íntegramente en el resultado del periodo, con excepción de las inversiones en instrumentos de patrimonio, cuyo saldo acumulado en Otros resultados integrales nunca es reclasificado a resultados.

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 periodo.

## (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.

### g.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.

### g.3) Deterioro de valor de los activos financieros

Siguiendo los requerimientos de NIIF 9, el Grupo aplica un modelo deterioro de valor basado en la determinación de pérdidas crediticias esperadas, con base en la historia pasada del Grupo, las condiciones de mercado existentes, así como las estimaciones prospectivas al final de cada periodo de reporte. 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.

La pérdida crediticia esperada, determinada considerando probabilidad de incumplimiento (PD, *Probability of Default*), pérdida dado el incumplimiento (LGD, *Loss Given Default*) y exposición al incumplimiento (EAD, *Exposure at Default*), es la diferencia entre todos los flujos de efectivo contractuales que se deben de acuerdo con el contrato y todos los flujos de efectivo que se espera recibir (es decir, todas las insuficiencias de dinero), descontadas a la tasa de interés efectiva original.

Para determinar las pérdidas crediticias esperadas, el Grupo aplica dos enfoques diferentes:

- Enfoque general: aplicado a activos financieros distintos de las cuentas comerciales por cobrar, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos. Este enfoque, se basa en la evaluación de aumentos significativos en el riesgo de crédito de los activos financieros, desde el reconocimiento inicial. Si en la fecha de presentación de los estados financieros no se ha incrementado de forma significativa el riesgo de crédito, las pérdidas por deterioro se miden en referencia a las pérdidas crediticias esperadas en los próximos 12 meses; si por el contrario, el riesgo crediticio se ha incrementado de forma significativa, el deterioro se mide considerando las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo.

En general, la medición de las pérdidas crediticias esperadas para activos financieros distintos de las cuentas comerciales por cobrar, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, se realiza sobre una base individual.

- Enfoque simplificado: para cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, el Grupo aplica un método simplificado, mediante el cual la provisión por deterioro se registra siempre en referencia a las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo. Este es el enfoque aplicado en mayor medida por el Grupo, dado que las cuentas comerciales por cobrar representan el principal activo financiero de Enel Américas y sus subsidiarias.

Para las cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales y cuentas por cobrar por arrendamiento, el Grupo aplica dos tipos de evaluación de pérdidas crediticias esperadas:

- Evaluación colectiva: basada en agrupar las cuentas por cobrar en grupos específicos o "clusters", teniendo en cuenta cada negocio y el contexto regulatorio local. Las cuentas por cobrar se agrupan según las características de las carteras de clientes en términos de riesgo de crédito, información de vencimientos y tasas de recuperación. Para cada grupo se considera una definición específica de incumplimiento.
- Evaluación analítica o individual: si las cuentas por cobrar son consideradas individualmente significativas por la administración, y hay información específica sobre cualquier aumento significativo en el riesgo de crédito, el Grupo aplica una evaluación individual de las cuentas por cobrar. Para la evaluación individual, la PD se obtiene principalmente de un proveedor externo.

Sobre la base del mercado de referencia y el contexto regulatorio del sector, así como las expectativas de recuperación después de 90 días, para tales cuentas por cobrar, el Grupo aplica principalmente una definición predeterminada de 180 días de vencimiento para determinar las pérdidas crediticias esperadas, ya que éste se considera un indicador efectivo de un aumento significativo en el riesgo de crédito. En consecuencia, los activos financieros que tienen más de 90 días de vencimiento generalmente no se consideran en incumplimiento.

Para medir las pérdidas crediticias esperadas de manera colectiva, el Grupo considera los siguientes supuestos:

- PD: estimación de incumplimiento promedio, calculado para cada grupo de cuentas comerciales por cobrar, teniendo en cuenta un mínimo de datos históricos de 24 meses.
- LGD: calculada en función de las tasas de recuperación de un tramo predeterminado, descontadas a la tasa de interés efectiva; y
- EAD: exposición contable en la fecha de reporte, neta de depósitos en efectivo, incluidas las facturas emitidas, pero no vencidas y las facturas por emitir.

Con base en evaluaciones específicas de la Administración, el ajuste prospectivo puede aplicarse considerando información cualitativa y cuantitativa para reflejar posibles eventos futuros y escenarios macroeconómicos, que pueden afectar el riesgo de la cartera o el instrumento financiero.

#### **g.4) Pasivos financieros excepto derivados**

Los pasivos financieros con carácter general 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 3.g.1).

Los pasivos por arrendamiento, se miden inicialmente al valor presente de los pagos por arrendamiento futuros, determinado de acuerdo a los criterios descritos en la Nota 3.f.

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 22, 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.

## g.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.

La contabilidad de coberturas se discontinua sólo cuando la relación de cobertura (o una parte de la relación) deja de cumplir con los criterios requeridos, después de realizar cualquier reequilibrio de la relación de cobertura, si es aplicable. En caso de no ser posible continuar con la relación de cobertura, incluyendo cuando el instrumento de cobertura expira, se vende, resuelve o ejerce, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio a esa fecha permanece en el patrimonio hasta que 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, entendiendo 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 estipula 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.

#### **g.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 3.g.1).

Los pasivos financieros son dados de baja cuando se extinguieren, es decir, cuando la obligación derivada del pasivo haya sido pagada, cancelada o bien haya expirado. Una permuta de un instrumento de deuda con condiciones sustancialmente diferentes, o una modificación sustancial de las condiciones actuales de un pasivo financiero existente (o una parte del mismo), se registra como una cancelación del pasivo financiero original, reconociéndose un nuevo pasivo financiero.

#### **g.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 en el momento actual, 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.

#### **g.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 3.m; y
- el valor del activo inicialmente reconocido menos, cuando proceda, la amortización acumulada registrada de acuerdo con política de reconocimientos de ingresos (ver Nota 3.q).

#### **h) 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.

#### i) 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 son valorizadas por este método.

#### j) 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.

#### k) 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.

#### I) 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 periodo.

#### m) 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 periodo 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.

##### m.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.

#### **n) 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 periodo, 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 periodo, 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.

#### **o) 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 periodo. 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 refincamiento 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.

#### **p) 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 periodo 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 temporal 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.

#### **q) Reconocimiento de ingresos y gastos**

Los ingresos de actividades ordinarias se reconocen cuando (o a medida que) se transfiere el control sobre un bien o servicio al cliente. Los ingresos se miden en base a la contraprestación a la que se espera tener derecho por dicha transferencia de control, excluyendo los montos recaudados en nombre de terceros.

El Grupo analiza y toma en consideración todos los hechos y circunstancias relevantes para el reconocimiento de ingresos, aplicando el modelo de cinco pasos establecido por la NIIF 15: 1) Identificación del contrato con el cliente; 2) Identificación de las obligaciones de desempeño; 3) Determinación del precio de la transacción; 4) Asignación del precio de la transacción; y 5) Reconocimiento del ingreso.

A continuación se detallan los criterios de reconocimiento de ingresos por tipo de bien o servicio prestado por el Grupo:

- Suministro de electricidad (venta y transporte): corresponde a una obligación de desempeño única que transfiere al cliente una serie de bienes/servicios distintos que son sustancialmente iguales y que tiene el mismo patrón de transferencia. Dado que el cliente recibe y consume de manera simultánea los beneficios proporcionados por la compañía, se considera una obligación de desempeño satisfecha a lo largo del tiempo. En estos casos, Enel Américas aplica un método de producto para reconocer los ingresos en la cantidad a la que tiene derecho a facturar por la electricidad suministrada hasta la fecha.
  - Generación: 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 de la energía y potencia, según se trate de clientes libres, clientes regulados o comercialización de energía en el mercado spot, respectivamente.
  - Distribución: los ingresos se registran en función de las cantidades de energía suministrada a los clientes durante el periodo, a los precios establecidos en los respectivos contratos o a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente, según se trate de clientes libres o clientes regulados, respectivamente.

Estos ingresos incluyen una estimación del servicio suministrado y no facturado, hasta la fecha de cierre de los estados financieros (ver Notas 2.3 y 27, y Anexo 2.2).

- Otros servicios: principalmente prestación de servicios complementarios al negocio eléctrico, construcción de obras y servicios de ingeniería y consultoría. Los clientes controlan los activos comprometidos a medida que se crean o se mejoran, por lo tanto, la compañía reconoce estos ingresos a lo largo del tiempo en función del grado de avance, midiendo el progreso a través de métodos de producto (desempeño completado a la fecha, hitos alcanzados, etc.) o métodos de recursos (recursos consumidos, horas de mano de obra gastadas, etc.), según sea apropiado en cada caso.
- Venta de bienes: los ingresos por venta de bienes son reconocidos en un determinado momento, cuando el control de dichos bienes ha sido traspasado al cliente, lo cual ocurre generalmente en el momento de su entrega física. Los ingresos son medidos al precio de venta independientes de cada bien, asignando cualquier tipo de contraprestación variable que corresponda.

En contratos en los que se identifican múltiples bienes y servicios comprometidos, los criterios de reconocimiento serán de aplicación a cada obligación de desempeño identificable de la transacción, en función del patrón de transferencia de control de cada bien o servicio que es distinto y del precio de venta independiente asignado a cada uno de ellos; o a dos o más transacciones conjuntamente, cuando estas están vinculadas a contratos con clientes que se negocian con un objetivo comercial único, los bienes y servicios comprometidos representan una obligación de desempeño única y sus precios de venta no son independiente.

Enel Américas determina la existencia de componentes de financiación significativos en sus contratos, ajustando el valor de la contraprestación si corresponde, para reflejar los efectos del valor temporal del dinero. Sin embargo, el Grupo aplica la solución práctica provista por la NIIF 15, y no ajustará el valor de la contraprestación comprometida por los efectos de un componente de financiación significativo si la compañía espera, al comienzo del contrato, que el periodo transcurrido entre el pago y la transferencia de bienes o servicio al cliente es de un año o menos.

El Grupo excluye de la cifra de ingresos de actividades ordinarias aquellas entradas brutas de beneficios económicos recibidas cuando actúa como agente o comisionista por cuenta de terceros, registrando únicamente como ingresos el pago o comisión a la que espera tener derecho.

Dado que la compañía reconoce principalmente ingresos por el monto al que tiene derecho a facturar, ha decidido aplicar la solución práctica de divulgación prevista en la NIIF 15, mediante la cual no se requiere revelar el monto agregado del precio de la transacción asignado a las obligaciones de desempeño no satisfechas (o parcialmente no satisfechas) al final del periodo sobre el que se informa.

Además, el Grupo evalúa la existencia de costos incrementales de la obtención de un contrato y costos directamente relacionados con el cumplimiento de un contrato. Estos costos se reconocen como un activo si se espera su recuperación y se amortizan de manera congruente con la transferencia de los bienes o servicios relacionados. Como solución práctica, los costos incrementales de la obtención de un contrato pueden reconocerse como gasto, si el periodo de amortización del activo que se hubiese reconocido es de un año o menos. Los costos que no califiquen para su activación, se reconocen como gasto en el momento en que se incurran, a menos que sean explícitamente imputables al cliente.

Al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, el Grupo no ha incurrido en costos para obtener o cumplir con un contrato, que reúnan las condiciones para su activación. Los costos incurridos para obtener un contrato son sustancialmente pagos de comisiones por ventas que, si bien son costos incrementales, se relacionan con contratos de corto plazo o con obligaciones de desempeño que se satisfacen en un determinado momento, por lo tanto, el Grupo ha decidido reconocer estos costos como un gasto cuando tengan lugar.

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

#### r) Ganancia (pérdida) por acción

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

### s) 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.

### t) 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 la cuenta "Otras reservas". Posteriormente, estos costos deben ser deducidos del capital pagado, deducción que debe ser aprobada en la Junta Extraordinaria Accionistas más cercana, respecto de la fecha en que los correspondientes desembolsos fueron incurridos.

### u) Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el periodo, 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.

### v) Moneda funcional

La administración de la Sociedad ha concluido que la moneda del entorno económico principal en el que opera es el Dólar Estadounidense (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 Enel Américas.

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.

#### 4. 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 ARS120 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 ARS10 por MWhrp. Posteriormente, el pago por capacidad ha aumentado ligeramente a ARS12.

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 periodos 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 ("SAI"); 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 periodo 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 6 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 periodo de verano, el valor de potencia firme a comprometer por cada unidad durante el lapso de tres años, pudiendo discriminar por periodo verano e invierno (se podrán hacer ajustes en el mismo periodo). 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 1º 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 periodo 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.

El miércoles 7 de noviembre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 2018-70-APN-SGE, mediante la cual se habilita a los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM a procurarse el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica.

Inicialmente, la norma funcionara para Gas Natural y permite a los generadores obtener un margen adicional al producir con combustible propio, solo si el de Precio de compra de Gas es menor al de Precio reconocido por CAMMESA.

Con esta resolución los generadores cobran el Costo Variable de Producción (CVP) según los precios reconocidos. Quedando en CAMMESA la responsabilidad de seguir proveyendo a los demás generadores que no compren su combustible.

De un total de 60 empresas habilitadas para declarar, se registró declaración de 22 de ellas, de las cuales 6 se corresponden con Generación bajo 100% de Resolución 19/17.

En diciembre 2018, las autoridades permitieron la exportación de gas natural, estableciendo un nuevo procedimiento para autorizar exportaciones. El excedente se genera a partir de la disponibilidad de gas resultante de una mayor producción de Vaca Muerta.

Las exportaciones autorizadas se destinaron a Chile y Brasil, con un volumen total de 479.250.000 m<sup>3</sup>, en condiciones de interrupción, y por el periodo hasta junio de 2020 hacia Chile y unos 600 MW de electricidad a Brasil.

El 28 de febrero de 2019, por medio de la Resolución SRR y ME N° 1/19, se reemplazó a la Resolución SEE N° 19/2017 mediante la cual se establecieron los lineamientos para la remuneración de las centrales de generación existentes.

Debido a los retrasos evidenciados en una gran parte de los proyectos con contratos comprendidos en la resolución 287/2017 SEE para nueva generación térmica, CAMMESA informó que en virtud del crecimiento moderado de la demanda y contemplando el equipamiento existente, así como los ingresos confirmados de generación renovable, la demora en el ingreso de los proyectos mencionados no produce afectación al normal abastecimiento de la demanda, y representa un ahorro económico para el sistema en el contexto actual del mismo. Motivo por el cual, el 30 de agosto de 2018, se publicó la resolución 25/2019 SRRyME, la cual convoco a los generadores adjudicados que lo deseen, a establecer una nueva fecha de compromiso de habilitación comercial, fijando las pautas para ello.

El día 12 de septiembre se firmó un Acuerdo entre Enel Generación Costanera, Enel Generación El Chocón, Enel Trading y CAMMESA, que fundamentalmente confirma la posición Enel y establece que no existen temas pendientes a reclamar sobre los Contratos de Disponibilidad y otros contratos de financiamiento. Dicho acuerdo les otorga a las citadas empresas del grupo los siguientes beneficios: Para Costanera se eliminó el Riesgo de Multas, contingencias por intereses y la renuncia a cobrar tarifa futura (prevista en los Contratos). Por su parte permite cobrar a Enel Generación El Chocón y Enel Trading créditos pendientes de cobro (cedidos a Costanera en la operación).

## 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 Transmisión, 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 (este límite cambió a 2.500 kW, a partir del 1º de julio de 2019, y a 2.000 kW a partir del 1º de enero de 2020) 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 eventuales ocurrirá a partir de los reajustes tarifarios subsiguientes (15/marzo para Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla), 22/abril para Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce), 04/julio para Enel Distribución São Paulo (ex Eletropaulo) y 22/octubre para Enel Distribución Goiás). 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 NIIF, se permiten la contabilización de dichos activos regulatorios (ver Nota 3.d.1).

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 sobrecosto 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 BRL18.000 millones (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 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:

	<b>Descripción</b>	<b>Aplicada cuando CMO (BRL/MWh)</b>	<b>Adicional en Tarifa (BRL/MWh)</b>
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: BRL3,00 y BRL4,50 aplicados a 100 kWh consumidos. También la bandera amarilla se redujo del valor de BRL2,50 a BRL1,50, 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: BRL2,00 por 100 (kWh)
- Bandera Tarifa rojo- nivel 1: BRL3,00 por 100 (kWh)
- Bandera Tarifa rojo- nivel 2: BRL3,50 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 BRL 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 BRL211.28 / MWh e inferior a BRL422.56 / 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 BRL422.56 / 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 BRL422.56 / MWh e inferior a BRL610 / 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 BRL610 / 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: BRL1,00 por 100 (kWh)
- Bandera Tarifa rojo- nivel 1: BRL3,00 por 100 (kWh)
- Bandera Tarifa rojo- nivel 2: BRL5 por100 (kWh)

Hubo un cambio en algunos puntos de la metodología para la métrica de accionamiento (Audiencia Pública N° 08/19) en relación principalmente con el diseño de la variable GFband: cambio al perfil de garantía física *flat* (es decir, energía asignada de manera uniforme en todo el horizonte). y armonización de la métrica del variador (GSF) con los costos CCEAR-D, CONER y MCP.

A partir de julio de 2019, los valores de las banderas son:

- Bandera tarifa verde: condiciones favorables de generación
- Bandera Tarifa amarilla: BRL1,50 por 100 (kWh)
- Bandera Tarifa rojo- nivel 1: BRL4,00 por 100 (kWh)
- Bandera Tarifa rojo- nivel 2: BRL6,00 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 las siguientes subastas con energía y precios asignados:

El 28 de junio de 2019, hubo una subasta A-4, para las fuentes eólica, solar, hidroeléctricas, PCH, CGH y Biomasa, con el siguiente resultado:

- 75,70 MW-medios, asignados a Hidro (20,2%), Biomasa (5,3%), Eólica (23,7%) y Solar (50,7%) a un precio promedio BRL137,50 MWh.

Para 2019 se prevé una nueva subasta: la subasta A-6 el 18 de octubre, para las mismas fuentes que el A-4, con adición de las termoeléctricas a carbón y a gas, donde fueron técnicamente habilitados proyectos con más de 71GW de potencia (acerca de 80% del total de proyectos registrados).

### **Prorratoe 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 prorratoe 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/minigeneración 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 minigeneración 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 minigeneración 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 permissionaria 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 periodo, el consumidor se queda con créditos que pueden ser utilizados para reducir la factura del mes siguiente. El periodo 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 la modernización de las reglas aplicables a micro y minigeneración distribuida - Resolución Normativa N° 482/2012 donde busca evaluar alternativas para reducir la pérdida de recepción de las distribuidoras.

En 2019, dando continuidad a la consulta pública citada, ANEEL abrió una audiencia pública (AP 001/2019) para discutir el perfeccionamiento de las reglas aplicables a la micro/mini generación distribuida.

### **Resolución 771**

La Audiencia Pública N° 81/2016 resultó en el mejoramiento 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 la 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 17 de mayo de 2017, la Cámara de Comercialización de Electricidad ("CCEE") reemplazó 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 prorrteado de acuerdo con su nivel de tensión en la siguiente proporción:
  - Alta Tensión = 1/3 x costo de Baja Tensión

- Media Tensión =  $2/3 \times$  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 periodo 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 injectada 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 injectada 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 remplazará 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 periodos 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 costeada 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. De acuerdo a regulación vigente, en ese momento, estas líneas de transmisión y subestaciones serán parte de las propiedades plantas y equipos de la compañía distribuidora, y consideradas para el propósito del cálculo de las tarifas. Se realizará el pago de una indemnización a las compañías distribuidores 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 periodo del 1 al 30 de abril, la tarifa de energía de Enel Distribución Rio, 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 Rio, 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 octubre de 2018 y cada 5 años a partir de ahí, siendo la nueva fecha de corte para inversiones 30 de abril de 2018. En sustitución, en octubre de 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 abril de 2018.

#### **Reajuste Enel Distribución Goiás**

El 17 de octubre de 2017, ANEEL homologó el reajuste tarifario de Enel Distribución Goiás por medio de la Resolución N° 2.317. El reajuste tarifario anual de Enel Distribución Goiás 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 6 de marzo de 2018, 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 6 de marzo de 2018, 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 Distribución Ceará	100%
Enel Distribución Goiás	78,37%
Enel Distribución Rio	59,50%
Enel Distribución Sao Paulo	87,55%

#### **Revisión Tarifaria Enel Distribución Rio**

En 13 de marzo de 2018, 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 de abril de 2018, ANEEL homologó el resultado provisional del reajuste de Enel Distribución Ceará, a partir del 22 de abril de 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.

### **Revisión Tarifaria para Enel Distribución Goiás S.A.**

El 16 de octubre de 2018, ANEEL homologó el resultado de la revisión de Enel Distribución Goiás, a partir del 22 de octubre de 2018.

El resultado conduce al efecto medio a ser percibido por los consumidores de 18,54%, siendo del 26,52% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y del 15,31% para los conectados en Baja Tensión – BT.

### **Reajuste Tarifario Enel Distribución São Paulo (ex Eletropaulo)**

El 4 de julio de 2018, ANEEL homologó las tarifas aplicables para los consumidores. El resultado de este proceso incurrió en un índice de reajuste tarifario de +16,4%, compuesto por reajuste económico de +10,5% y reajuste financiero de +5,9%. Retirándose el reajuste financiero del año anterior (0,6%), el efecto medio para el consumidor fue de +15,8%, siendo más grande para los consumidores conectados en Alta Tensión (+17,7%) mientras aquellos conectados en la baja tensión percibieron un incremento reducido, de 15,1%.

### **Reajuste Enel CIEN**

La resolución N° 2408, de 22 de octubre, 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: BRL - 6.579.727,76) y Garabi II (RAP: BRL 179.367.079,58 y PA ajustado: BRL - 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 (en adelante CGTF), planta térmica del grupo Enel en Brasil movida a gas natural, tiene controversia con Petrobras, que requiere la renegociación de los términos contractuales para el suministro de gas natural. Actualmente la planta térmica asegura su suministro de combustible bajo una liminar de la justicia, haya visto 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 periodo de escasez hídrica y 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 Interministerial publicada por el Ministerio de Minas y Energía y Ministerio de Economía.

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 de julio de 2018. Enel recurrió a la decisión y en la instancia judicial, la Corte Especial del Tribunal Regional Federal (TRF) ha concedido una nueva liminar para obligar a Petrobras a retornar el suministro del gas a la CGTF en las condiciones del contrato firmado en el ámbito del PPT. El 11 de diciembre de 2018, Petrobras fue notificada de la decisión, la cual seguirá vigente hasta el juzgamiento del recurso de apelación. Petrobras puede presentar recurso ante el Superior Tribunal de Justicia, en Brasilia. Todavía esta liminar se encuentra válida en los días actuales.

En ámbito administrativo, en agosto de 2018, CGTF ingresó con requerimiento junto al Regulador ANEEL de efecto suspensivo las obligaciones contractuales donde se requiere: (i) determinación del suministro de gas o determinación que Petrobras entregue energía para CGTF bajo sanción de exposición del mercado de corto plazo asociada a falta de suministro de gas; (ii) reconocimiento de excluyente de responsabilidad de CGTF por Ato de Poder Público por rompimiento del Programa de Estado ("PPT") entre el periodo del 1 de julio de 2018 hasta la fecha de inicio de la operación, en las condiciones establecidas por la solución excepcional de MME, alejando la aplicación de cualquier penalidad y obligaciones contractuales, comerciales y regulatorias incidentes sobre CGTF.

Además, Petrobras, Cegás y Termo Fortaleza acordaron suspender el procedimiento arbitral para enfocarse en buscar una solución para el suministro hasta el 2023 que pueda ser aceptada por las partes y sancionada por el regulador, lo que eventualmente pondría fin a los procesos abiertos en los tribunales. El arbitraje está suspendido en los días actuales.

Ambas partes enviaron en febrero al regulador ANEEL una carta conjunta presentando los términos bajo los cuales estarían disponibles a firmar un acuerdo, condicionado a la aprobación, así como solicitando la concesión de ciertas garantías regulatorias necesarias para el equilibrio y buen funcionamiento del acuerdo. La carta sigue bajo análisis por ANEEL.

No hubo decisión final por ANEEL, pues en las últimas reuniones del Directorio en que el proceso fue deliberado, hubo pedidos de vista por otros Directores.

### **Propuesta de solución para la falta de liquidez del mercado a corto plazo**

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 Antonio) 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 líminares eximían a los generadores hidráulicos a pagar sus deudas en el mercado a corto plazo, valor que hoy llega a R \$ 7 mil millones y representa cerca de 70% del valor contabilizado total del mercado.

En 27 de junio fue aprobado en la Cámara de Diputados el PL 10.985/18 que implementa el resarcimiento de los riesgos no hidrológicos asumidos por las usinas hidráulicas a través de la extensión de su plazo de otorgamiento

(límite máximo de 7 años), con la condición de la renuncia de los procesos judiciales y del pago de sus deudas. Esta solución tiene como objetivo solucionar el impasse de los generadores hidráulicos y restablecer la liquidez del mercado a corto plazo brasileño. Se espera que sea aprobado en el Senado después de las aclaraciones proporcionadas por el Ministerio de Minas y Energía en septiembre. Después de la publicación de Ley, ANEEL tiene 90 días para reglamentar las normativas.

### **Consulta Pública ANEEL- N° 15/2018**

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 de septiembre de 2018 para contribuir. En resumen, Enel Generación Fortaleza 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-Corrobora 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.

### **Audiencia Pública N° 61/2018**

Las Superintendencias de ANEEL están trabajando en conjunto para componer la base de Datos Geográficos de la Transmisión (BDGT) que será utilizada en el futuro para diversas finalidades, tales como, levantamiento de los activos y atributos de las instalaciones de transmisión, soporte a los procesos de revisión del ingreso anual y análisis técnicos de los apagones en el sistema de transmisión.

En este contexto, ANEEL ha compuesto la lista de los activos y sus atributos para componer la base de datos. La creación de la BDGT acarreará en la publicación de una Resolución Normativa específica, que definirá las principales cuestiones relacionadas con las obligaciones y plazos.

La propuesta es que la regulación de la BDGT entre en vigor en la cierra de publicación de la norma. Con relación a la parte contable en la BDGT el plazo será en hasta 6 (seis) meses después de la ANEEL crear la rutina de carga y de estos datos.

El periodo de contribución es de 20 de diciembre de 2018 a 17 de febrero de 2019.

## Audiencia Pública N° 60/2018

La ANEEL decidió por la apertura de la Audiencia Pública, con miras a recoger subsidios e informaciones adicionales para el perfeccionamiento de la reglamentación de conformidad de tensión.

En resumen, el problema a tratar está relacionado con el perfeccionamiento de las etapas de control del proceso de medición de muestras, en particular la etapa de instalación de la medición, extracción y tratamiento de los datos. Según el regulador, se verifica actualmente una baja capacidad de fiscalización en estas etapas del proceso, en que se detecta reducida trazabilidad.

Por lo tanto, el problema analizado en el Análisis del Impacto Regulatorio se centró en el refuerzo de la capacidad de fiscalización y en la reducción de asimetría de la información, en las etapas de instalación de las mediciones y tratamiento de los datos de esas mediciones. El plazo establecido por el regulador para la recepción de las contribuciones cierra el 18 de febrero de 2019.

## Audiencia Pública N° 56/2018

Fue instaurada por la ANEEL la Audiencia Pública para recoger subsidios e informaciones adicionales para perfeccionamiento de la propuesta de adecuación del artículo 24 de la Resolución Normativa N° 414/2010, que trata de la atribución impuesta al Observatorio Nacional de realización de estudios referentes al tiempo necesario de utilización de iluminación pública y de iluminación en vías internas de condominios en consideración a las especificidades de cada localidad.

El artículo 24 de la REN 414/2010 prevé la realización de estudios por el Observatorio Nacional (ON) para alteración del tiempo a ser considerado para consumo de la energía eléctrica en iluminación pública y en vías internas de condominios. Sin embargo, el ON solicitó a ANEEL la exclusión de esta asignación, pues no posee elementos suficientes para la realización de los estudios en comento.

La ANEEL presenta 4 alternativas para resolver el problema anterior, siendo:

- Mantener la actual reglamentación.
- Sólo retirar la realización de los estudios por el ON y mantener la posibilidad de realizar estudios por los interesados.
- Cambiar la reglamentación, retirando la realización de estudios por el ON y realizando estudios a través de herramientas ya existentes (por la ANEEL), manteniendo la posibilidad de realización de estudios por los interesados.
- Cambiar la reglamentación, retirando la realización de estudios por el ON y promoviendo una licitación (por la ANEEL) para contratar los estudios para el cálculo del tiempo de iluminación artificial por Municipio, manteniendo la posibilidad de realización de estudios por los interesados.
- Cambiar la reglamentación, retirando la realización de estudios por el ON y obligando a las distribuidoras a realizar los estudios para todos los municipios de su área de actuación en un determinado plazo (1 año).

## Audiencia Pública N° 28/2018

Fue instaurada por la ANEEL segunda fase de la Audiencia Pública para recabar subsidios e informaciones adicionales para perfeccionar la propuesta de revisión del Módulo 5 de los Procedimientos de Distribución - PRODIST y del perfeccionamiento del proceso de lectura constante en la Resolución Normativa N° 414/2010.

Entre las propuestas presentadas por la ANEEL, se destacan:

- Impedimento de acceso: La alternativa propuesta en la primera fase de la AP N° 28/2018 fue la distribuidora ofrecer una lista mínima de soluciones al consumidor, obligatoria en los casos del impedimento de acceso y opcional, para los demás. Ahora, ANEEL propone que las distribuidoras ofrezcan soluciones a su criterio, considerando su realidad operacional y la de la localidad de las unidades consumidoras.
- Impedimento de acceso - Instrumentos que comprueben la visita del lector: La propuesta inicial consideraba que la distribuidora debía presentar comprobación de que estuvo en la unidad consumidora con impedimento de acceso. Como algunas distribuidoras, informaron que ya hacen uso de técnicas de georreferenciación y de fotografías para la comprobación del impedimento, la ANEEL entendió que es necesaria la adecuación de las demás distribuidoras.
- Impedimento de acceso - Cobro por la lectura frustrada: La ANEEL mantuvo la propuesta inicial de mantener la reglamentación vigente, es decir, no permitir que la distribuidora cubra al consumidor cuando hay un intento frustrado de lectura, incluso por su responsabilidad.
- Impedimento de acceso – Facturación: valor a ser facturado, mientras persista el impedimento: La ANEEL optó por realizar la facturación considerando la media aritmética de los últimos doce meses. Criterio para el ajuste de

la facturación, después de la regularización de la lectura: Limitación de cobro retroactivo, con periodo de limitación con la aplicación de lo dispuesto en el artículo 113 de la REN 414/2010.

- La propuesta de ANEEL prevé que la auto-lectura será una prerrogativa de la distribuidora, que puede evaluar los beneficios y los riesgos de delegar esa actividad al consumidor. Por lo tanto, los problemas derivados de la auto-lectura deberán ser tratados de forma equivalente a las fallas derivadas de los lectores contratados por las distribuidoras, o sea, habiendo facturación incorrecta, por motivo de la auto-lectura, se debe considerar la aplicación del artículo 113 de la Resolución Normativa N° 414, de 2010.
- Lectura Plurimensual: La ANEEL propone mantener la reglamentación vigente, permitiendo esa modalidad sólo para consumidores ubicados en áreas rurales.
- A las unidades consumidoras facturadas por estimación (artículos 72 y 91 de la REN 414/2010) por la no obligación de la instalación de la medición, a ejemplo de la iluminación pública, semáforos y otros, se evaluó no ser razonable que la facturación no ocurra en el mes civil como si hubiera un calendario ficticio de lectura. Así, la agencia propone que, en esas situaciones, la facturación corresponda obligatoriamente al mes civil, para mejorar la comprensión del consumidor en relación a los días facturados y evitar la proporcionalidad de las banderas arancelarias.
- Sobre la posibilidad de postergar la recepción de facturas de bajo valor, la ANEEL entendió ser una práctica oportuna. Así la propuesta es permitir tal procedimiento, siempre que la acumulación de las facturas no ocurra por más de tres ciclos y que el consumidor pueda, en cualquier momento, optar por no tener sus facturas acumuladas.

La ANEEL pretende definir la vigencia de los cambios a partir del inicio del año 2020.

#### **Audiencia Pública N° 46/2018**

En el periodo de 4 de octubre al 3 de diciembre, fue instaurada por la ANEEL la Audiencia Pública N° 46/2018, con el objetivo de recoger subsidios e informaciones adicionales para el perfeccionamiento referente a la revisión de la reglamentación de la continuidad del suministro de energía eléctrica.

Se trata de la primera fase del proceso de perfeccionamiento, en el que se discutirán las alternativas presentadas en el Análisis de Impacto Regulatorio.

El objetivo es incentivar la mejora de la calidad del servicio, abordando los siguientes temas: foco de las compensaciones por la violación de los indicadores individuales de continuidad, formulación de las compensaciones, repases tarifarios y estructura de los indicadores de continuidad. En cuanto a la compensación, la propuesta es actualizar los límites establecidos para garantizar la mejora de la calidad para los consumidores con niveles de servicio por debajo de lo esperado, a partir de valores compensados más elevados.

La formulación de la compensación se simplificará, con exclusión de los límites trimestrales y anuales. Se propone modificar la base de cálculo del valor a ser compensado, que retira de las compensaciones ítems no manejables por las distribuidoras, como la compra de energía y los gastos sectoriales.

Otra propuesta es que las interrupciones de origen externo no sean consideradas en las compensaciones. Así, las distribuidoras serán responsabilizadas sólo por eventos que ocurran en su área de actuación, alineando la regulación brasileña a la práctica internacional. El cálculo de los indicadores, sin embargo, continuará contabilizando todas las parcelas que impactan en los consumidores.

El periodo de contribución concluyó el 3 de diciembre de 2018 y la segunda fase de la audiencia pública se abrió en el primer semestre de 2019.

#### **Decreto N ° 9.642, de 27 de diciembre de 2018**

La ANEEL, en el uso de sus atribuciones regimentales, vedó la aplicación acumulativa de los descuentos arancelarios, prevaleciendo aquel que otorgue el mayor beneficio al consumidor.

#### **Despacho N ° 18, de 4 de enero de 2019**

La ANEEL, en el uso de sus atribuciones regimentales, recibió la decisión liminar judicial determinando la suspensión del inciso II del artículo 113 de la Resolución 414/2010, ordenando que, cuando ocurra un error de facturación por motivos atribuibles a la distribuidora, el límite de retroceso de la devolución a los consumidores será de 10 años en lugar de 36 meses, según determina la resolución.

## Audiencia Pública N° 009/2019

En marzo de 2019, ANEEL abrió la audiencia pública N° 009/2019 (AP 009/2019) para la definición de la metodología de cálculo y la tasa regulatoria de capital para los segmentos de generación y transmisión de energía eléctrica. Para el segmento de distribución, por ahora, la discusión metodológica deberá ser realizada, segundo ANEEL, en audiencia pública a ser abierta probablemente en el 2º semestre de 2019.

En general, hubo un direccionamiento para la obtención de parámetros a partir del mercado brasileño. Además, ANEEL propone la redefinición anual del WACC a partir de la actualización de los parámetros a ser definidos en la AP. La tasa preliminar sugerida para el segmento de transmisión para 2019 es de 7,11%.

El periodo de contribución es de 14 de marzo de 2019 a 22 de abril de 2019.

## Consulta Pública 022/2019

Obtención de subsidios para la preparación de la Agenda Reguladora 2020/2021 de ANEEL.

El periodo de contribución es de 16 de septiembre de 2019 a 15 de octubre de 2019.

## Revisión tarifaria Enel Distribución Rio

La Revisión tarifaria de Enel Rio fue aprobada, en carácter provisional, el 13 de marzo de 2018, conforme Resolución Homologatoria no 2.377, cuando las tarifas fueron reposicionadas en el 21,04%.

En ese momento, quedaron provisionales los valores de Base de Remuneración Regulatoria - BRR y la trayectoria de pérdidas no técnicas, de 2019 a 2022.

En función del cálculo definitivo de la base de remuneración de la Revisión Arancelaria, se sumaron BRL20.052.539,92 a la Parcela B y la diferencia entre lo aprobado en 2018 y el valor definitivo de 2019 resultó en BRL21.819.141,88, a precio de marzo de 2019, incluidos como financieros en la RTA de 2019.

En el caso de las pérdidas no técnicas se definieron los siguientes valores:

Propuesta	RTA 2019	RTA 2020	RTA 2021	RTA 2022
1. Pós AP (-0,41%)	19,80%	19,39%	18,98%	18,57%

El 12 de marzo de 2019, ANEEL homologó el reajuste tarifario de Enel Distribución Rio percibido por los consumidores de 9,70%, siendo del 9,72% para los consumidores de baja tensión y del 9,65% para los clientes de media y alta tensión.

Este reajuste tuvo validez de 15 de marzo de 2019 hasta 31 de marzo de 2019.

## ANEEL autoriza a CCEE a concluir acuerdo con bancos para pago de cuenta ACR

ANNEEL autorizó a la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) a concluir un acuerdo con un grupo de ocho bancos para anticipar la aprobación de la gestión de la llamada Cuenta-ACR. La medida va a retirar BRL 8,4 mil millones de las tarifas de energía eléctrica hasta 2020 y permitir una atenuación media de los reajustes de las tarifas del 3,7% este año y del 1,2% en 2020.

La cuenta-ACR fue un mecanismo de transferencia de recursos a las distribuidoras para cubrir los costos con exposición involuntaria en el mercado a corto plazo y el despacho de termoeléctricas entre febrero y diciembre de 2014. Para respaldar la cuenta, CCEE fue autorizada a contratar operaciones crédito con los bancos, resarcidas por los consumidores a partir de noviembre de 2015, mediante la recogida de carga en la tarifa de energía eléctrica hasta abril de 2020.

ANEEL incorporó los efectos del acuerdo a las tarifas de las empresas que tuvieron los reajustes definidos entre diciembre de 2018 y marzo de 2019 por medio de una revisión tarifaria extraordinaria: Cepisa, Ceron, Electroacre, Energisa Borborema, Light y Enel Rio.

## Revisión Extraordinaria de tarifa Enel Distribución Rio

La revisión extraordinaria fue necesaria debido a la decisión del Directorio de ANEEL del 20 de marzo de 2019, que autorizó a la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) a concluir el acuerdo con el grupo de ocho bancos para anticipar el pago de la llamada CDE Conta- ACR para septiembre de 2019.

Esta decisión fue reflejada en la tarifa de Enel Rio que pasará a ser del 7,59% (promedio para todos los consumidores), siendo que para los consumidores de baja tensión alteró el aumento del 9,72% a 7,49% y para los clientes de media y alta tensión el índice aprobado pasa del 9,65% al 7,89%.

La revisión se aplicará del día 1 de abril de 2019 hasta 14 de marzo de 2020.

### **Revisión de tarifa Enel Distribución Ceará**

El 18 de abril de 19, ANEEL aprobó el resultado de la quinta revisión periódica de tarifas de Enel Distribución Ceará, efectiva a partir del 22 de abril de 19, consolidada a través de las contribuciones realizadas en la Audiencia Pública 004/19.

El resultado lleva a un efecto percibido promedio por parte del consumidor de 8,22%, que es de 7,87% para consumidores conectados en alta tensión y 8,35% para consumidores conectados a baja tensión. Se corrigió el componente T del factor X para 1,17%, pérdidas técnicas de 9,52% en energía inyectada y pérdidas no técnicas de 7,56% en el mercado de BT.

### **Reajuste Enel CIEN**

La resolución N° 2.565, de 25 de junio de 2019, 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: 180.711.108,53 y PA: BRL -6.391.867,71) y Garabi II (RAP: BRL187.722.462,73 y PA: BRL -6.662.275,47).

Cabe señalar que estos resultados son provisionales, ya que ANEEL retrasó el próximo año la aplicación de la revisión tarifaria, por el motivo que la metodología aún no está definida. Por lo tanto, cualquier diferencia será compensada en el próximo proceso tarifario.

### **Consulta Pública ANEEL- N° 03/2019**

Obtener subsidios para la Evaluación de Resultado Regulatorio (ARR) de la regulación por incentivos del segmento de distribución de energía eléctrica, evaluando el ambiente regulatorio en cuanto a la utilización de tecnologías en la mejora del servicio, en la eficiencia energética y en el desarrollo del negocio.

### **Activos de Subtransmisión**

Bajo la óptica de la planificación, los activos en Subtransmisión son más similares a los de Transmisión, porque no tiene una relación clara con el crecimiento del mercado, por lo que no es coherente exponer su remuneración a este riesgo, sin embargo, el tratamiento regulatorio actual de la ANEEL para la Subtransmisión es muy diferente al de la Transmisión, con mayor exposición al riesgo de mercado. La experiencia internacional indica que es posible y coherente tratar de forma diferenciada las actividades de Subtransmisión, reduciendo el riesgo de su remuneración.

El Grupo propone adaptaciones del tratamiento regulatorio actual de la ANEEL para los activos en subtransmisión a partir del ya practicado para la transmisión y experiencias internacionales.

### **Contexto Regulatorio en el Modelo Price Cap**

- Las inversiones realizadas durante el ciclo tarifario se incorporan en la Base de Activos Regulatorios en la fecha de la Revisión Arancelaria Periódica (RTP) con la depreciación ya ocurrida.
- Inversiones que no agregan mercado tienen la remuneración y reintegración desde su ejecución hasta la RTP perdida.
- Incentivo para concluir la inversión sólo en vísperas de la RTP y no cuando la inversión se muestra necesaria o socialmente deseada (efecto trinquete).

### **Necesidad**

- Identificar, caracterizar y justificar las inversiones que no agregan mercado y traen alguna externalidad positiva que justifique el tratamiento diferenciado.
- Concentramos en tres grandes grupos: subtransmisión (demandas asociadas a la planificación de la EPE y del ONS), innovación tecnológica y calidad.

## Transmisores vs Distribuidoras

TRANSMISORES	DISTRIBUIDORAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>Cálculo de una Receita Autorizada Anual (RAP), definida en el proceso licitatorio y / o en cada Revisión Arancelaria Periódica (RTP), de acuerdo con lo dispuesto en el contrato de la transmisora -&gt; no hay riesgo de mercado</li> <li>En los reajustes arancelarios anuales, que ocurren siempre en junio, la RAP varía según la inflación apurada y deducida de un factor que busca capturar la evolución tecnológica en el OPEX -&gt; Factor nulo para 2020.</li> <li>Los activos se incorporan a la tarifa en el reajuste siguiente a la entrada en operación comercial de un nuevo equipo, con efectos retroactivos desde la entrada en operación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Cálculo de la Tarifa de Equilibrio en la RTP, que considera los ingresos requeridos para la prestación del servicio y el mercado comprobado en el año de prueba -&gt; hay riesgo de mercado</li> <li>En los reajustes arancelarios, la tarifa media obtenida en la RTP varía según la inflación calculada deducida del Factor-X (compartiendo con consumidores de las ganancias de productividad, calidad y eficiencia). -&gt; Factor aplicado sobre toda la parte B (costes y remuneración).</li> <li>Los activos sólo se incorporan a la tarifa en el reposicionamiento tarifario (próxima RTP), después de ocurrida depreciación físico-contable del bien.</li> </ul>
<b>Incentivo para anticipar la obra</b>	<b>Incentivo para retrasar la obra hasta la próxima RTP</b>

Como Benchmarking internacional, existen reguladores que identifican actividades en niveles de alta tensión como más cercanas a las de Transmisión de las de Distribución, teniendo modelos de regulación diferenciados. El tratamiento diferenciado para los activos de alta tensión operados por distribuidoras es más común en América Latina que en Europa, donde el modelo Revenue-Cap, de menor riesgo, es predominante.

Algunos tipos de tratamientos regulatorios diferenciados identificados:

- Adopción del modelo Revenue-Cap para la subtransmisión, aunque el resto de la distribución siga el Price Cap.
- Incorporación anual de los activos en las tarifas.
- Posibilidad de otro agente se responsabilice por la construcción de los activos, con la delegación, o no, de la operación.

## Nuevas tecnologías

A nivel mundial, hay una creciente preocupación por la inserción de nuevas tecnologías en el sector de la energía eléctrica, tales como: redes inteligentes y recursos energéticos distribuidos (generación distribuida, almacenamiento de energía, eficiencia energética y gestión de la demanda) - en el negocio de distribución de energía eléctrica.

Los cambios tecnológicos permiten a veces exigir nuevos modelos de negocios y, por consiguiente, pueden requerir adaptaciones regulatorias.

Nuestro grupo hará contribuciones para que los activos tecnológicos tengan un reconocimiento diferente del modelo actual, pues estos activos poseen una característica diferente y traerá otros motivadores al modelo, porque tiene como objetivos:

1. Mejoras en la calidad del suministro - menores interrupciones y fallas del sistema;
2. Integrar la generación descentralizada - comúnmente a través de fuentes renovables;
3. Posibilitar la movilidad eléctrica (introducción gradual de vehículos eléctricos);
4. Permitir a los consumidores gestionar su energía;
5. Mejorar la estructura tarifaria;
6. Incorporación de nuevos servicios (economía de alcance);
7. Posibilita la optimización de la estructura operativa: (i) lectura, corte y reconexiones remotas; (ii) mayor precisión para identificar posibles problemas en la red, tales como fallas, interrupciones, caídas de hilo; (iii) inhibición y monitoreo de robos - reducción de las pérdidas no técnicas; (iv) medición de tiempo real de la demanda.

Algunos ejemplos de incentivos:

1. WACC diferenciado;
2. Tasa de amortización acelerada;
3. Mayor plazo para la apropiación de las ganancias de eficiencia y tecnológicas, es decir, no incidencia del Factor X.

Otro punto importante también es todas las discusiones financieras, económicas y regulatorias, traerá un cambio en relación al cliente, por ejemplo, el mismo podrá ser reconnected on-line, como hecho con las empresas de Telefonía, con impactos positivos en la evaluación de los servicios, seguridad y comodidad, entre otros.

## Consulta Pública ANEEL- N° 05/2019

Obtener subsidios para el perfeccionamiento de la reglamentación asociada a refuerzos y mejoras en instalaciones de transmisión bajo responsabilidad de concesionarias de transmisión de energía eléctrica.

El perfeccionamiento de la reglamentación asociada a refuerzos y mejoras en instalaciones de transmisión de energía eléctrica está insertado en el Proyecto de Consolidación y Perfeccionamiento de la Reglamentación de los Servicios de Transmisión. Este proyecto es una de las iniciativas alineadas al Objetivo Estratégico de la ANEEL de "Perfeccionar, simplificar y consolidar la regulación", integrante de la Planificación Estratégica 2018-2021.

El enfoque del Objetivo Estratégico de la ANEEL de "Perfeccionar, simplificar y consolidar la regulación" es "elaborar los reglamentos de forma orientada a la búsqueda permanente de la eficiencia y mejora de la calidad en la prestación del servicio con sustentabilidad social, ambiental y económico-financiera del agente y adecuar la regulación para hacerla más coherente, concisa y simple, buscando reducir y unificar los reglamentos y dar estabilidad a las decisiones.

En este sentido, se espera obtener respuestas a cuatro cuestiones clave asociadas a la eficacia, eficiencia, efectividad y simplicidad:

1. Cuestión clave E1 (Eficacia) - ¿Qué puede mejorarse en la norma para hacer que los objetivos se alcancen plenamente?
2. Cuestión clave E2 (Eficiencia) - ¿Qué puede ser mejorado en la norma para que los objetivos sean alcanzados con menor costo regulatorio, o sea, con menos costos administrativos, de fiscalización y de conformidad regulatoria?
3. Cuestión clave E3 (Efectividad) - ¿Qué puede ser mejorado en la norma para mejorar la calidad en la prestación del servicio de transmisión con sustentabilidad social, ambiental y económico-financiera?
4. Cuestión clave S1 (Simplicidad) - ¿Cuál sería la forma más coherente, concisa y simple de reglamentar el asunto para alcanzar los objetivos en relación a la calidad de la prestación del servicio?

#### **Algunos puntos observados:**

- Pocas iniciativas de las transmisoras para invertir en tiempo adicional de vida útil (realidad x diseño regulatorio?);
- Se observa una concentración del foco en la cuestión contable y en la reposición del actual equipamiento por lo nuevo;
- Diferentes visiones entre vida útil física x vida útil regulatoria; Este "conflicto" puede presionar para sustituciones anticipadas y con ello consecuente anticipación de tarifa al consumidor;
- Ecuacionar eventuales descompases entre las recomendaciones de expansión de la capacidad de subestaciones y los valores de MUST a ser considerados.
- Punto de mejora, falta definición de Mejoras x Refuerzos para las Distribuidoras pues no está explicitada en resolución específica, se asume las clasificaciones de ReNANEEL N° 443/2011 (Transmisoras);
- Falta de estandarización de clasificación (Terminologías y Conceptos) por parte de ONS y ANEEL en las definiciones de Mantenimiento y Tratamiento de las Adecuaciones.

#### **Consulta Pública ANEEL- N° 06/2019**

Obtener subsidios para evaluar la necesidad de mejora de los mandos reglamentarios afectos a la vida útil regulatoria de equipos de la transmisión.

La Resolución Normativa N° 674, de 11 de agosto de 2015, aprobó la revisión del Manual de Control Patrimonial del Sector Eléctrico - MCPSE, instituido por la Resolución Normativa N° 367, de 2 de junio de 2009. Ese el manual define la vida útil como el periodo durante el cual se espera que un activo tenga condiciones de ser utilizado por la empresa. En ese mismo documento, se definen tasas de depreciación para diversas unidades de registro, siendo las tasas inversamente proporcionales a la vida útil. Para fines didácticos en la presente nota técnica, pasaremos a utilizar el término "vida útil regulatoria" para referirnos a la vida útil definida por el MCPSE.

La sustitución de equipos de transmisión motivada por vida útil agotada posee reglamentación en la agencia. Sin embargo, a lo largo de los años, los comandos afectos al tema sufrieron algunas revisiones

Sin embargo, como el fin de la vida útil regulatoria no significa la incapacidad del equipo seguir funcionando correctamente, también se debe evaluar el historial de rendimiento funcionamiento del equipo en el proceso de toma de decisiones. Por lo tanto, es posible que un equipo tenga una vida útil física superior a la vida útil regulatoria.

En el marco de la presente evaluación, se ha logrado distinguir al menos tres tipos de vida útil que pueden estar generando confusión y dando señales equivocadas para los agentes del sector y para la sociedad. Son ellos:

- a) "Vida útil regulatoria": la vida útil definida por el MCPSE para el cálculo de las tasas de depreciación para diversas unidades de registro;
- b) "Vida útil económica": periodo necesario para la amortización de la inversión; y
- c) "Vida útil física": periodo durante el cual el activo tiene condiciones físicas de continuar desempeñando, satisfactoriamente, la prestación del servicio;

Elaborar estudio de vida útil utilizando datos técnicos de las distribuidoras del grupo Enel (Brasil y exterior), basándose en los Reglamentos de revisión de tasas.

- Reintegración de la inversión dentro del plazo de utilización técnica real del activo;
- Reducción de la pérdida en la desactivación;
- Viabilizar las inversiones en tecnología;
- Promover la innovación tecnológica coherente con el ciclo de vida de los activos.

#### **Consulta Pública No. 7/19**

Discusión con la sociedad de las alternativas regulatorias para la mejora metodológica del Factor X, un componente tarifario que evalúa las ganancias de productividad, la calidad técnica y comercial, así como la trayectoria de los costos operativos, que se aplicarán, desde 2020, a los contratos de concesión de Distribución de electricidad.

La consulta aborda los posibles cambios en la metodología de cálculo con incorporaciones de variables, captura de todas las variaciones de productividad, valor único de la productividad total de los factores, actualización de métodos, componente de productividad (Pd) dinámica o estática, entre otros.

El periodo de contribución fue de 5 de abril de 2019 hasta 6 de mayo de 2019.

#### **Consulta Pública No. 11/19**

Discusión con la sociedad la metodología para calcular los costos operacionales regulatorios, que se aplicará, a partir de 2020, a los procesos de revisión de tarifas de los concesionarios de distribución de energía eléctrica.

La consulta aborda la alteración de la metodología con respecto al método aplicado tanto para determinar la eficiencia como los límites de confianza, insumos y productos, así como la posibilidad de extinción del factor T

El periodo de contribución: De 20 de mayo de 2019 a 18 de julio de 2019

#### **GT7 - Grupo de trabajo del Sector Eléctrico**

La Comisión Especial de Estudios en Gestión de Activos de la Asociación Brasileña de Normas Técnicas - ABNT CEE 251 - es una entidad sin fines de lucro, único Foro Nacional de Normalización, que actúa en la elaboración de normas, estudios y diseminación de conocimientos sobre Gestión de Activos Brasil desde 2013, representando al país en el Comité Técnico de la Organización Internacional para la Estandarización - ISO TC 251.

En Brasil ya publicaron 4 normas: ABNT NBR ISO 55000, ABNT NBR ISO 55001, ABNT NBR 55002 y ABNT NBR ISO 17021-5 que fueron elaboradas por cerca de 70 profesionales representantes de más de 50 empresas de los diversos sectores económicos, entre ellos el sector que se ha convertido en una de las más importantes de la industria de la construcción.

La comisión cuenta con 12 grupos de trabajo, entre los cuales está el grupo de trabajo 7 o GT7 - Grupo de trabajo del Sector Eléctrico, formado por representantes de las empresas anteriormente citadas, cuya misión para el año 2019 es formular un estudio con directrices sobre la aplicación de las normas de gestión de activos en empresas de energía nacionales dentro del ambiente regulado por la ANEEL.

A partir del mes de mayo, el Sr. Carlos Eduardo Albarici, coordinador de gestión regulatoria de activos de Enel Brasil, pasó a coordinar el GT7 - Grupo de Trabajo del Sector Eléctrico, que integra la Comisión de Estudios Especiales de la ABNT sobre gestión de activos, cuya misión es la de formular un estudio con directrices sobre la aplicación de reglamentos de gestión de activos, redirecciones para la formación de políticas públicas del sector eléctrico y promoción de nuevos actos reglamentarios de la ANEEL, y su diseminación en las empresas brasileñas de energía.

#### **Revisión de la norma que regula la imposición de penalidades a los agentes del sector eléctrico.**

En junio se celebró la revisión de la norma que regula la imposición de penalidades a los agentes del sector eléctrico (la antigua Resolución Normativa N° 63/2004). La nueva resolución (Resolución Normativa N° 846/2019) que alcanza a los concesionarios, los permisionarios, los autorizados y los demás agentes de instalaciones y servicios de energía eléctrica, así como las entidades responsables de la operación del sistema, la comercialización de energía eléctrica y la gestión de recursos provenientes de cargas sectoriales.

Además de la modificación de la base de cálculo de las multas, la ANEEL incluyó también la sustitución de los cuatro grupos de multas previstos en la Resolución Normativa N° 63/2004 por cinco grupos de multas en la nueva Resolución, siendo: Grupo I: 0,125% a Grupo V: 2%, asociando nuevos límites porcentuales incidentes sobre la Ingreso Operativo Líquido (ROL) de la empresa, y que no pueden ser repasados a las tarifas.

Entre las demás enmiendas propuestas por la ANEEL en la Resolución Normativa N° 846/2019, se destacan:

- i) La eliminación de tipos específicos para la sanción de advertencia.

- ii) El infractor que renuncie al derecho de interponer recurso tendrá un factor de reducción del 25% en el valor de la multa aplicada, si efectúa el pago dentro del plazo.
- iii) Inclusión de la posibilidad de imposiciones de obligaciones de hacer o no hacer, que consistirían en órdenes emanadas por los Superintendentes responsables de la acción fiscalizadora, con el objetivo de inhibir la comisión de nueva infracción.
- iv) Alteró, además, la previsión de agravamiento de la pena en razón de la reincidencia, trayendo el concepto de reincidencia específica, inexistente en la Resolución actual. Así, en el caso de reincidencia específica -es decir, para cada falta de un mismo tipo infractor cometida en los últimos 2 años, de las cuales no cabe más recurso en la esfera administrativa, sería aplicable un aumento del 40% por reincidencia, hasta el límite del 120%.
- v) Aunque prevé porcentajes bastante significativos de incremento de la multa, la nueva Resolución permite la aplicación de atenuantes en el valor de las penalidades que varían del 95% al 50%. Sin embargo, tales atenuantes serían aplicables en una fase anterior a la instauración del proceso administrativo punitivo, es decir, sólo en caso de cese espontáneo y reparación total del daño o hasta la manifestación del agente en cuanto al Término de Notificación expedido durante el proceso de fiscalización.

Esta Resolución Normativa entrará en vigor el 11 de diciembre de 2019, excepto para los artículos 41 a 44 (parcelamiento de multas) que entraron en vigor en la fecha de la publicación.

### **Revisión Tarifaria Enel Distribución São Paulo**

El 2 de julio de 2019, ANEEL homologó el resultado de la Quinta Revisión Tarifaria Periódica de Enel Distribución São Paulo, a partir del 4 de julio de 2019, consolidada tras la evaluación de las contribuciones aportadas en la Audiencia Pública nº 011/2019.

El resultado conduce al efecto medio a ser percibido por los consumidores de 7,03 %, siendo del 8,46% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y del 6,48% para los conectados en Baja Tensión - BT.

En la revisión fueron definidos parámetros que regirán por 4 años, hasta la próxima revisión en 2023. Tales parámetros son: pérdidas técnicas y no-técnicas (comerciales), RAB, costes operacionales, bad debt y Factor X (de productividad y de trayectoria de costes operacionales regulatorios).

### **CP 18/19 – Pérdidas no técnicas e Ingresos Irrecuperables**

Discusión con la sociedad para obtener aportes a fin de evaluar la necesidad de actualizar los parámetros de los submódulos de Proret 2.2 / 2.2 A (Ingresos irrecuperables) y 2.6 (Pérdidas de energía).

La consulta abordó los posibles cambios en la metodología actual de cálculo de las pérdidas no técnicas, con actualización de variables, reglas regulatorias, tratamiento para áreas de riesgo, entre otros. En el caso de ingresos irrecuperables, se discutió sobre la necesidad de actualización de los criterios para definición de los porcentuales aplicados a las tarifas.

El periodo de contribución fue desde el 3 de julio de 2019 hasta el 4 de septiembre de 2019.

### **Base de Remuneraciones - Distribuidores de energía**

Se abrió la audiencia pública 036/2019, que presenta los nuevos valores regulatorios para los componentes (COM) y servicios (CA) de construcción que deben ser reconocidos en las Bases de Remuneración. Esta audiencia recibirá contribuciones sectoriales hasta noviembre 2019, y posteriormente se deberá publicar la regulación final.

### **Llamamiento administrativo para complementar REH 2.590 /19**

El 13 de agosto, se publicó la Resolución 2.590/19. En esta resolución, se modificaron los tiempos a considerar para el consumo diario con el fin de facturar la energía eléctrica destinada al alumbrado público y la iluminación de condominios internos de 11h52 a 11h29, impactando los ingresos del negocio. Por lo tanto, Asociación Brasileña de Distribuidores (ABRADEE) presentó una apelación administrativa solicitando la inclusión de la autorización para la constitución de activos regulatorios para tener en cuenta el impacto económico y financiero hasta el primer proceso de revisión de tarifas.

### **CIEN**

Fue entregado a ANEEL el 19 de julio de 2019, el Informe de Evaluación de los Activos de Enel Cien para la revisión del RAP. El Laudo será fiscalizado por el regulador, aún sin fecha definida y las nuevas tarifas definidas hasta julio de 2020.

## 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).

Con el objeto de promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético. Se crea la Ley 1715 de 2014, "Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional.", que busca además, promover la gestión eficiente de la energía, que comprende tanto la eficiencia energética como la respuesta de la demanda.

La CREG establece en el año 2019, las reglas generales de comportamiento de mercado para los agentes que desarrollen las actividades de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible. La CREG considera necesario establecer un marco regulatorio que, además de las reglas específicas de mercado y de obligaciones, defina reglas de comportamiento generales que promuevan y permitan profundizar en: el libre acceso a las redes y facilidades que por su naturaleza son monopolios, la libre elección de prestadores de servicio y la posibilidad de migración de usuarios, la transparencia, la neutralidad, la eficiencia económica, la libre competencia y la no utilización abusiva de la posición dominante.

## Perú

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

- Ley de Concesiones Eléctricas (DL 25844) 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 1002) 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 1221) y su Reglamento (DS 018-2016-EM).
- Decreto Legislativo que modifica diversas normas del marco normativo eléctrico del Peru (DL 1041) y su Reglamento (DS 001-2010-EM).
- Ley que Afianza la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo del Polo Petroquímico en el Sur del País (Ley 29970) y su Reglamento (DS 038-2013-EM).
- Ley Antimonopolio y Oligopolio del Sector Eléctrico (Ley 26876) y su Reglamento (DS 017-98-ITINCI).
- Ley de Creación del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería "OSINERGMIN" (Ley 26734) 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).

- Ley Marco sobre el Cambio Climático (Ley 30754).

La Ley 25844, 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 Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), además de algunos sistemas eléctricos aislados.

De acuerdo con la Ley antes mencionada, la operación de las empresas de generación se sujetará a las disposiciones del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional - COES, 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 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 28832 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, 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 destacan: 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 1002, crea un régimen promocional para fuentes de energía renovables no convencionales "RER" mediante subastas para tecnologías específicas con un mecanismo de ingresos garantizados pagado por la demanda mediante un cargo tarifario en el peaje de conexión. Tiene como objetivo incorporar hasta un equivalente del 5% de la demanda de energía eléctrica mediante recursos de energía renovable.

El Decreto Legislativo 1221, 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 concesionario 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

del 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. Asimismo, con relación a los clientes que pueden optar por pertenecer al mercado regulado o libre, el Decreto Supremo N° 018-2016 mantuvo las siguientes disposiciones:

- El rango para los clientes que pueden optar por ser regulados o libres se mantuvo entre 200 y 2500 kW.
- El cambio de condición debe notificarse al suministrador actual al menos con un año de antelación. El usuario debe mantenerse en la nueva condición al menos por 3 años.
- Los clientes cuya máxima demanda sea mayor a 2 500 kW son necesariamente clientes libres.

El Decreto Legislativo No.1041, modifco 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 1041, donde se modifica 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 29970 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. En este marco se licitó el Proyecto Gasoducto Sur Peruano (GSP), contrato que fue finalizado en febrero 2017 debido a que el concesionario no cumplió con el cierre financiero dentro del plazo contractual establecido.

Mediante Ley N° 30754, se promulgó 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. Permitirá al Estado emitir normas relacionadas con el desarrollo de generación RER, vehículo eléctrico e inversiones sostenibles en consistencia con el Acuerdo de París.

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.

Mediante Decreto Legislativo 1451 se modificó el artículo 122 de la Ley de Concesiones Eléctricas, el cual define los criterios de restricción a la integración vertical u horizontal en el sector. La modificación incorpora disposiciones para aquellos casos de integración vertical que no califiquen como actos de concentración conforme a la normatividad de la materia.

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.

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, con el objeto de precisar aspectos relacionados con la participación, garantía, incumplimiento, baja o exclusión de los participantes en el MME.

Mediante Decreto Supremo N° 017-2018-EM, se establece el Mecanismo de Racionamiento ante situaciones que pongan en Emergencia el abastecimiento de gas natural, entiéndase 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 Supremo N° 014-2019-EM, se aprueba el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, el cual tiene por objeto promover y regular la gestión ambiental de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, con la finalidad de prevenir, minimizar, rehabilitar y/o compensar los impactos ambientales negativos derivados de tales actividades, en un marco de desarrollo sostenible.

Mediante Decreto Supremo N° 237-2019-EF, se aprueba el Plan Nacional de Competitividad y Productividad, cuyo objetivo es impulsar un crecimiento económico que eleve el bienestar de la población en el mediano plazo. Son 9 objetivos prioritarios, dentro de los cuales se encuentra la Sostenibilidad Ambiental (OP9), el cual menciona dentro de sus lineamientos (9.1) la Estrategia de financiamiento de medidas de Cambio Climático y (9.4) la Estrategia de energía renovable, electromovilidad y combustibles limpios.

Mediante Resolución Suprema N° 006-2019-EM, se crea la Comisión Multisectorial para la Reforma del Subsector Electricidad. Su objeto es realizar un análisis del mercado de electricidad y del marco normativo de los Subsectores Electricidad e Hidrocarburos, en lo relacionado a la provisión de energía eléctrica para el SEIN, a fin de formular propuestas orientadas a la adopción de medidas que garanticen la sostenibilidad y desarrollo del Subsector Electricidad, el plazo de vigencia de la comisión es 24 meses.

Mediante Resolución Osinergmin N°144-2019-OS/CD se modifica el Procedimiento Técnico del COES N° 26 “Cálculo de la Potencia Firme”. Dicho parámetro se utiliza para la determinación de ingresos por potencia de los generadores en el COES, así como también en nivel de contratación que pueden alcanzar. A partir de septiembre 2019, la Potencia Firme para las centrales RER que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz (previo a la modificación era cero), se determina considerando la producción de energía en las Horas de Punta del sistema.

### 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° 1715, 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° 2469 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 (FNCR) 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.

Mediante la Ley 1819 de 2016 de reforma tributaria, se introduce la reducción en el impuesto a la renta para el impulso a las Fuentes No Convencionales de energía y exclusión del IVA en equipos, tecnologías y servicios que ofrezcan un beneficio ambiental; así como también el Impuesto al carbono a todos los combustibles fósiles usados

con fines energéticos (excepto carbón) y define las pautas para la no causación del impuesto a los usuarios que certifiquen ser carbono neutros, que posteriormente es reglamentado mediante el Decreto 926 de 2017.

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. Así mismo, 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, así como la Resolución 1.670 del 15 de agosto de 2017 mediante la cual adoptó los términos de referencia para la elaboración del Estudio de impacto Ambiental - EIA, requerido para el trámite de la licencia ambiental de proyectos de uso de energía solar fotovoltaica. La resolución MADS 1303 de 2018 modifica la Resolución 1283 de 2016 para realizar sobre las certificaciones de beneficio ambiental por nuevas inversiones en proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) y gestión eficiente de la energía.

Adicionalmente, este Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, mediante Decreto 2.462 del 28 de diciembre de 2018 establece que solo requerirán de Diagnóstico Ambiental de Alternativas – DAA, los proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa que provienen de biomasa para generación de energía con capacidad instalada superior a 10 MW, excluyendo las fuentes de energía solar, eólica, geotérmica y mareomotriz.

Por último, la UPME a través de la Resolución 703 de 2018 establece el procedimiento y los requisitos para obtener la certificación que avala los proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCER), con miras a obtener el beneficio de la exclusión del ICA y la exención de gravamen arancelario de que tratan los artículos 12 y 13 de la Ley 1715 de 2014.

En febrero de 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 Confidabilidad. Dicha resolución fue recientemente modificada por la resolución No.201 de 2017.

En septiembre de 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 julio de 2019 se expide la Resolución CREG 060, que ajusta y adiciona “transitoriamente” algunos aspectos comerciales del mercado de energía mayorista y aspectos técnicos del Código de Redes, en lo relacionado con la integración de plantas eólicas y solares fotovoltaicas en el Sistema Interconectado Nacional, SIN, y aspectos relacionados con plantas filo de agua.

En marzo se expide el Decreto del Ministerio de Minas y Energía N° 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.

A través de las resoluciones 41307 y 41314 de 2018 de diciembre de 2018, el Ministerio de Minas y Energía convocó oficialmente a la primera subasta de energía eléctrica de contratación a largo plazo, que se llevó a cabo el 26 de febrero de 2019 y buscaba diversificar, complementar e impulsar la competitividad de la matriz energética, haciéndola más resiliente a la variabilidad climática, aportando a la reducción de emisiones de dióxido de carbono y garantizando la seguridad energética del país.

Esta subasta desarrollada el 26 de febrero del 2019, no resultó exitosa, por lo cual no se adjudicaron contratos de largo plazo de energía media anual, en virtud a que no se superaron los indicadores de competencia (concentración y dominancia) previstos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. El Ministerio anunció la realización de una segunda subasta de energía el próximo 22 de octubre de 2019.

De esta forma, con el objetivo de contar con una matriz de generación de energía eléctrica resiliente y complementaria mientras se reducen las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y se promueve la competencia en el sector, el Ministerio de Minas y Energía (MME), la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y la Comisión de Energía y Gas (CREG) han realizado una serie de ajustes a la reglamentación de la subasta, siendo así que a través de la resolución 40678 modificó el mecanismo de SCLP, definiendo una subasta con participación voluntaria, exclusiva para proyectos nuevos de FNCER, de dos puntas, de sobre cerrado, con precio techo y cuyo producto es un contrato tipo pague lo contratado, a 15 años en \$COP/kWh y con fecha de inicio a partir del 1 de enero de 2022.

El MME mediante la Resolución 40725 del 2019, además definió un mecanismo complementario para asignar la diferencia positiva, en caso de que exista, entre la demanda objetivo y la cantidad de energía asignada en la subasta de contratación de largo plazo. Así mismo, mediante la Resolución 40715 reglamentó el artículo 296 del Plan Nacional de Desarrollo, determinando que el 10% de las compras de energía destinadas a atender usuarios finales regulados deberá ser contratada con fuentes no convencionales de energía renovables.

Por su parte la CREG, a través de la Resolución 106 de 2019 definió el indicador de competencia y publicó para consulta la resolución que contiene la fórmula de traslado a tarifa para los usuarios Regulados.

A su turno, la UPME ha publicado los documentos con la Minuta de contrato de largo plazo, el pliego de términos y condiciones específicas para la Subasta de contratación de largo plazo de energía eléctrica y el cronograma de la Subasta de contratación de largo plazo de energía eléctrica,

En mayo de 2019, se aprobó la Ley 1955, Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 "Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad". Se destacan entre otros los siguientes temas del articulado definitivo: i. Beneficio Tributario: quienes realicen inversiones en FNCER, tendrán derecho a deducir de su renta en un periodo no mayor de 15 años, el 50% del total de la inversión realizada. ii. Matriz energética -Compra Energía FERNC en contratos de largo plazo: los agentes comercializadores estarán obligados a comprar energía eléctrica proveniente de FNCER (entre el 8% y 10% de sus compras). En cualquier caso, el Ministerio de Minas y Energía o la entidad que delegue, reglamentará el alcance de la obligación.

En julio de 2019, el gobierno Nacional expidió la Ley 1964 de 2019, tiene por objeto generar esquemas de promoción al uso de los vehículos eléctricos y de cero emisiones, con el fin de contribuir en la movilidad sostenible y a la reducción de emisiones contaminantes y de gases invernadero.

- *En Perú*, existe un porcentaje objetivo de hasta el 5% de participación de Energías Renovables No Convencionales ("ERNC") 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.

En el 2016, se llevó a cabo la Cuarta Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables (RER), 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 es hasta el 2020. Las tarifas medias 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 Biomas; 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.

En septiembre 2018 la subsecretaría de Energías Renovables presentó la Ronda 3 del programa RenovAr, conocida como MiniRen, que tiene como principal característica el aprovechamiento de las capacidades disponibles en redes de media tensión y el fomento del desarrollo regional de nuestro país.

El programa RenovAr MiniRen ofrece 400 MW de potencia en todo el país, para ser conectados en redes de media tensión de 13,2 kV, 33 kV y 66 kV. La potencia máxima permitida por proyecto es de 10 MW, mientras que la mínima de 0,5 MW.

En cuanto a la parte contractual, los proyectos adjudicados firmarán un contrato de abastecimiento de energía eléctrica (PPA) con la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), del mismo modo que en las rondas anteriores, y un acuerdo de adhesión al FODER para garantizar 3 meses de facturación de los proyectos contratados.

El cronograma de la Ronda 3 comenzó en octubre con la publicación de los pliegos, y continuará a partir de marzo 2019 con el periodo de presentación de ofertas, el proceso de calificación, adjudicación y firma de contratos que finalizará en julio del 2019.

Por otro lado, de la Ronda 2 se firmaron un total de 82 proyectos por 1.969,1 MW sobre 88 proyectos adjudicados. La Secretaría de Energía del Ministerio de Hacienda informó que finalizó el plazo de firma de contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable.

A septiembre de 2019, se encontraban en una situación de virtual parálisis cerca de 50 de los 88 proyectos aprobados durante la segunda ronda del programa RenovAr, debido entre otras cosas, a dificultades por parte de los adjudicatarios para asegurarse un financiamiento y garantías apropiadas.

Por el motivo expuesto, el día 11 de septiembre, el subsecretario de energías renovables y eficiencia energética Sebastián Kind, envió una nota a CAMMESA con el propósito de instruirle la suspensión temporal de las intimaciones por incumplimientos de las fechas programadas de avance de obras, en los contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable.

El 8 de octubre, el subsecretario envió una nota derogando plenamente todo lo instruido en la primera.

### **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 de tipo vertical u horizontal en el sector por encima de límites establecidos, están sujetas a autorización del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual ("INDECOPI"), 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, en mayo de 2019, se aprobó la Ley 1955, Plan Nacional de Desarrollo, en donde indica que con el fin de asegurar la sostenibilidad de la prestación del servicio en la Costa Caribe, los límites en la participación de la actividad de comercialización podrán ser superiores hasta en 10 puntos porcentuales adicionales al límite regulatorio corriente.

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.

En julio de 2019, en Colombia, la Comisión expide la Resolución CREG 079 de 2019, el fin que persigue es que no se modifique el nivel de contratación entre las empresas integradas verticalmente y/o en situación de control, hasta que la CREG apruebe la senda definitiva de máxima contratación propia.

### **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 vedor 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 1º 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 (periodo 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 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 cálculo 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 periodo 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 ARS14.539.836.941 (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 4º). 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 recalcular cada año la acreencia no recuperada sustrayendo lo realmente percibido de la acreencia inicial, y recalcando 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 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 Periodo 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 1º 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 1º 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 periodo 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 1º 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 siguientes 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 periodo, 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 Secretaría de Energía Eléctrica fueron trasferidas a la nueva Sub Secretaría Energía Eléctrica.

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 1º de agosto, recibiendo el 50%

restante en 6 cuotas ajustadas a partir del 1º 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 para la Solución al Activo y Pasivo Regulatorio correspondiente al periodo 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 1º 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 aprovecho 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.

Por otra parte, el pasado 1 de noviembre, el Poder Ejecutivo Nacional publicó el Decreto 986/2018 que busca alcanzar la instalación de un total de 1.000 MW de potencia dentro del plazo de 12 años. Para la obtención de la autorización de conexión, el usuario deberá cumplir con una serie de requisitos que establecerá la Autoridad de Aplicación, la que además establecerá los requisitos para la evaluación técnica y de seguridad que el Distribuidor deberá realizar sobre la red de distribución, los Equipos de Generación Distribuida y elementos asociados.

Volviendo al ámbito de la distribución eléctrica, el 10 de diciembre, el ENRE publicó la resolución 318/2018 en la que aprobó la metodología y actualizó los valores de remuneración por el servicio de sub-transmisión (PAFTT) que se brindan entre las distribuidoras EDESUR, EDENOR y EDELAP con vigencia desde el 6 de marzo de 2017. Lo anterior había quedado pendiente en la Revisión Tarifaria Integral. Este mecanismo permite remunerar los costos de operación y mantenimiento, además del reconocimiento de las pérdidas correspondientes y el traslado a la tarifa, de los costos que devenga EDESUR por dicho concepto. El neto acumulado a la fecha representa para Edesur ingresos aproximados de 60 millones de pesos argentinos (~1,5 MUS\$).

Adicionalmente, mediante la Resolución de Secretaría de Gobierno de Energía N° 366 del 27 de diciembre de 2018 informó nuevo costo de abastecimiento es de aproximadamente de 68 u\$s/MWh, el que resulta ser un 13% inferior al fijado en agosto de 2018 en virtud de las mejoras en los contratos de gas obtenida por CAMMESA y la baja del precio internacional del petróleo. Por su parte los futuros Precios Estacionales a ser transferidos a la tarifa de los usuarios finales continuando con el sendero de reducción de subsidios previsto por las autoridades pasando de alrededor del 30% en febrero a 15% de subsidio en agosto de 2019. Sin embargo, dichos precios traducidos en moneda local significan un aumento inicial del 26% en febrero de 2019 y posteriores aumentos del 6% en mayo y agosto de 2019.

Es intención del Gobierno informar todas las modificaciones tarifarias durante el mes de enero con el fin de evitar que el tema se filtre en la campaña electoral para la elección presidencial de octubre.

Por su parte, para EDESUR se espera que los aumentos de VAD se otorguen en marzo y en diciembre de 2019, en forma similar a lo ocurrido en el año 2017 también electoral. Al igual que en dicha oportunidad todos los diferimientos serán reconocidos y actualizados a la fecha de aplicación.

Adicionalmente, el día 7 de enero de 2019 mediante el decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 28 se oficializó al Licenciado Gustavo Sebastián LOPETEGUI en el cargo de Secretario de Gobierno de Energía en virtud de la renuncia Ingeniero Javier Alfredo IGUACEL en forma posterior a la conferencia de prensa que comunicó los aumentos de tarifas previstos.

El día 4 de diciembre de 2018 se aprobó la Ley 27.467 de Presupuesto 2019, la cual en su artículo N° 124, y como parte de las negociaciones para su aprobación, incluyó la transferencia administrativa del control y de las erogaciones en materia de subsidios a la Tarifa Social desde el Estado Nacional a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y Provincia de Buenos Aires a partir del 1º de enero de 2019.

En virtud de lo cual el día 28 de febrero de 2019 se firmó un primer Acuerdo de Transferencia de Jurisdicción entre la Secretaría de Gobierno de Energía, el ENRE, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires. El cual tiene vigencia a partir del 1º de marzo de 2019. Asumiéndose los siguientes puntos:

- Se creará un ente bipartito de Control. En la Transición seguirá el actuando el actual ENRE.
- La Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires afrontarán con recursos propios la Tarifa Social (desde el 1º de enero).
- El Estado Nacional se compromete a dar solución a los reclamos pendientes de las Distribuidoras EDENOR y EDESUR (A&P, Acuerdo Marco y Tarifa Social hasta 31 de diciembre de 2018)
- Se realizará una Auditoria de Corte de los temas económicos-financieros, operativos y técnicos.

El 26 de febrero de 2019, mediante el Decreto PEN 150/2019, se designó como Secretario de la SECRETARIA DE RECURSOS RENOVABLES Y MERCADO ELÉCTRICO de la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda al Contador Público Juan Antonio Garade. Quien fuese director de Planificación y Control de EDENOR y EDESUR en las décadas de 1990 y 2000. También fue director del Ente Regulador de la Electricidad (ENRE) entre diciembre de 2015 y junio de 2016.

Retornando al tema tarifario con fecha 1 de febrero de 2019 fueron publicadas en el Boletín Oficial las resoluciones ENRE 24/2019 y 26/2019. La primera de ellas aprobó los valores del Cuadro Tarifario, con vigencia a partir de la facturación correspondiente a la lectura de medidores posterior a las cero horas del 1º de Febrero de febrero de 2019, de acuerdo a los incrementos en el Precio Estabilizado de la Energía y el Precio de Referencia de la potencia, establecidos por la Resolución SGE 366/2019. Se incluye además el incremento del FNEE que pasó de 15.5\$/MWh a 80 \$/MWh, en tanto, el costo del Transporte en AT no tuvo cambios. La segunda resolución (res. 26/2019) aprueba los nuevos valores del Costo Propio de Distribución, con vigencia a partir del mismo periodo que la primera (febrero 2019), estableciendo que los mismos serán de aplicación a partir del 1 de Marzo de 2019. Con el incremento de VAD de febrero 2019 se incluye la variación del MMC del periodo Ago-18 a Feb-19 de 23,57%, el factor X de -5.42% y el factor Q (inversiones) de 1.74%, este último supone un sobrecumplimiento respecto de la pauta que estaba establecida en el RTI, que era de 1.58%. Además, se incorpora el recupero correspondiente al diferimiento del 50% del incremento de VAD que debía haberse dado en Ago-18 (7.93%) así como el diferimiento en un mes de este último incremento (de feb a mar 2019). Con los incrementos otorgados, se ha normalizado el VAD definido por la RTI.

En relación a la Tarifa Social que dejó de ser financiada por el Estado Nacional a partir del 1º de enero de 2019, la Tarifa Social. Tanto Ciudad Autónoma de Buenos Aires como Provincia de Buenos Aires asumieron el compromiso de continuar con la modalidad vigente, mediante las notas NO-2019-01998408MEFGC y NO-2019-00281203-GDEBA-DPSMIYSPGP (7 de enero y 4 de enero respectivamente) estableciendo además el origen de los fondos para tal fin (CABA Ley 6.608, PBA art. 103 de la Ley 15.078). Por lo cual el ENRE instruye a EDESUR a mantener la aplicación de la Tarifa Social, incluyendo los Topes, mediante notas NO-2019-02728808 y su complementaria NO-2019-06075459, en respuesta a nuestra nota GAL 832 del 28 de diciembre de 2018.

El día 11 de marzo, en coincidencia con el vencimiento de la factura de Compra de Energía Eléctrica de CAMMESA, se ha cobrado el subsidio a la Tarifa Social y el TOPE a la Tarifa Social correspondiente al mes de enero. El proceso se realizó mediante la compensación en la factura de compra de los montos transferidos por la Ciudad de Buenos Aires y la Provincia a partir de la información de la Declaración de Compra a CAMMESA y de los TOPES informados por el ENRE.

El día miércoles 17 de abril, el Presidente Macri oficializó una serie de medidas tendientes a estabilizar la inflación y aumentar el consumo de la población. Las cuales fueron posteriormente explicadas en detalle a través de una conferencia de prensa que brindaron los ministros Nicolás Dujovne, Carolina Stanley y Dante Sica. Las medidas comunicadas fueron: Acuerdo de precios de productos esenciales, Beneficios y Créditos ANSES, Ley de Lealtad Comercial, Cortes de carne a precios accesibles, Congelamiento parcial de Electricidad, gas, transporte y Telefonía celular, Descuentos de hasta el 70% en medicamentos para AUH, Créditos para conexiones de gas, Nuevo llamado de ProCreAr, Plan de pagos de AFIP, Mejores condiciones para comercios y Menos retenciones para pymes exportadoras.

En particular para el servicio eléctrico se dispuso la no aplicación de los aumentos Nacionales del Precio de la Energía para el segmento Residencial (no continuar con la quita de subsidios a este segmento). Es de destacar que el anuncio no afecta los valores del costo propio de distribución al pasar a la jurisdicción de la Provincia y Ciudad de Buenos Aires. Quedando en las mismas la potestad sobre el aumento previsto para agosto de 2019.

En tal sentido el día jueves 2 de mayo se publicó el nuevo cuadro tarifario que contiene la actualización del Precio Estacional correspondiente a mayo-julio 2019. El mismo presenta como novedad la fijación de un precio diferencial para el segmento residencial con el fin de mantener al mismo sin aumentos (medidas anunciadas por el Gobierno el 17 de abril). Su aplicación es con vigencia a partir de los consumos del 1º de mayo de 2019.

A fin de mantener el cronograma de quita de subsidios informado originalmente en el mes de diciembre, lo que se ha hecho es aumentar en mayor medida el resto de los segmentos. Resultando de esta forma un aumento promedio total del 2%, soportado un aumento del orden del 4% en los segmentos comerciales e industriales.

Durante la semana del 06 al 10 de marzo se procedió a la firma por todas las partes involucradas de la Solución a las Acreencias Cruzadas (Activo y Pasivo Regulatorio) originadas durante el Periodo de Transición Contractual establecido por el Acta Acuerdo. Habiéndose recibido el día lunes 13 de mayo el documento oficial con la totalidad de las firmas. Del mismo emana el compromiso de EDESUR, por un lado, de cancelar deudas remanentes originadas en el mencionado periodo de transición; y por el otro, a ejecutar inversiones adicionales a las establecidas en la RTI, destinadas a contribuir a la mejora, confiabilidad y seguridad del servicio. Como contrapartida, el Estado Nacional compensará a favor de EDESUR, deudas por mutuos y compras de energía, deudas asociadas al ACUERDO MARCO y TOPE de la TARIFA SOCIAL, y condonará las sanciones con destino a la Administración Pública. De este modo queda saneado el Balance y Patrimonio de EDESUR en relación a dicho periodo.

En forma conjunta con el Acuerdo de Activo y Pasivo se prestó conformidad al documento que dispone que la Provincia y la CABA asumen en forma conjunta el carácter de Poder Concedente del servicio público que presta la Sociedad, y que el mismo continuará rigiéndose por su contrato de concesión y por las normas nacionales legales y reglamentarias que fueren aplicables. Asimismo, en virtud del cual se dispone la creación del nuevo regulador: Ente Metropolitano Regulador del Servicio Eléctrico (EMSE), como ente bipartito conformado por la Provincia y la CABA. Debiendo el mismo contar con la aprobación expresa de la Legislatura de CABA.

Por otra parte, el día 18 de julio mediante la resolución 189/19 el ENRE terminó de reglamentar todo lo referente a la normativa a aplicar a los Usuarios-Generadores o “Prosumidores” (Generación Distribuida). Los aspectos más relevantes de las mismas son:

- La aprobación de las Tarifas de Inyección para Usuarios-Generadores de las distintas categorías tarifarias, correspondientes a los Precios Estabilizados de la Energía (PEE) y al Precio Estabilizado del Transporte (PET).
- El encuadramiento de los Usuarios-Generadores de la categoría T1 de acuerdo al máximo valor registrado entre la energía adquirida o demandada y la inyectada.
- Y que para los Usuarios-Generadores de las categorías T2 y T3 la Potencia a Facturar por el Servicio de Distribución será la máxima entre la potencia consumida y la inyectada.

Es de destacar que todo el conjunto de reglamentaciones emitidas desde la Ley 27.424 (de Fomento a la Generación Distribuida) hasta las resoluciones ENRE 111/19 y 189/19 materializando la posición de Regulación Argentina para el resguardo de la Remuneración de EDESUR.

A partir del 1º de agosto de 2019 hubiese correspondido tanto la aplicación del Mecanismo de Monitoreo de Costos para ajustar la remuneración a percibir por EDESUR como el aumento del Precio Estacional previsto por la Resolución de Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico 14/19, y posteriormente ratificado por la Resolución de Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico 26 del 3 de septiembre de 2019. Sin embargo, en el marco adverso para la actual administración de las Primarias Abiertas Simultáneas y Obligatorias, el día 19 de septiembre Edesur firmó con el Estado Nacional un Acuerdo de Mantenimiento de Cuadros Tarifarios mediante el cual este último instruyó al ENRE para que, durante el periodo semestral iniciado el 1º de agosto de 2019, dicho ente mantenga los cuadros tarifarios vigentes previo al comienzo de dicho periodo para todas las categorías tarifarias, lo cual implica que EDESUR continuará percibiendo las compensaciones incluidas en los mismos debidas a recuperos y diferimientos anteriores (resolución ENRE N° 26/19) . La diferencia que se genere en el VAD y la diferencia con relación a los precios estacionales por el periodo del 1º de agosto de 2019 al 31 de diciembre de 2019, se recuperará en 7 cuotas mensuales a partir del 1º de enero de 2020. En este marco se acordó postergar el pago de toda sanción hasta el 1º de marzo de 2020 a su valor original más las actualizaciones que correspondan al momento del pago, en 6 cuotas mensuales. Comprometiéndose Edesur a mantener la calidad de su servicio.

En esta línea de sucesos, con fecha 20 de septiembre de 2019 el Estado Nacional, por una parte, y Edesur y Edenor, por la otra, firmaron el Acuerdo de Prórroga del Nuevo Acuerdo Marco, que extiende el mismo a partir del 1º de enero de 2019 y hasta el 31 de mayo de 2019. A través de este acuerdo, el Estado Nacional asumió el compromiso de cancelar los montos correspondientes a su porcentaje del aporte económico por el suministro de energía eléctrica a los asentamientos del ámbito de la Provincia de Buenos Aires.

Finalmente, mediante la publicación del Decreto Reglamentario N° 1289 del 1º de octubre de 2019 por parte de la Provincia de Buenos Aires y la anterior sanción y publicación de la Ley N° 6180, el Decreto N° 263 y la Resolución complementaria N° 161 del 30 de junio de 2019 por parte de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, se ratifica por parte de ambas provincias lo establecido en el denominado “Consenso Fiscal 2018” y en el artículo N° 124 de la ley N° 27.469. Concretando con ellos la transferencia del servicio a cargo de esta Empresa desde el ámbito del Estado Nacional hacia las jurisdicciones de la Provincia de Buenos Aires y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

## 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 y Enel Distribución São Paulo cada 4 años y en Enel Distribución Río y Enel Distribución Goiás 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 periodo 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 periodo 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 periodo 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 2019, la CREG publicó la Resolución CREG 016 de 2019, que modifica la tasa de retorno para la actividad de distribución de energía eléctrica, aprobada en la Resolución CREG 016 de 2018, que responde a la metodología anteriormente mencionada.

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 periodo 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.

Posteriormente producto de los comentarios enviados por los agentes en julio de 2018 se expidió la resolución CREG 085 de 2018, 151 de 2018 y 036 de 2019, mediante la cual se aclaran y corrigen algunas disposiciones de la resolución CREG 015, incluyendo el factor de ajuste retroactivo, la revisión del plan de inversiones y la aplicación del esquema de calidad. Se espera que para el año 2019, según agenda indicativa de la CREG se aprueben los nuevos cargos que fueron solicitados al regulador de acuerdo con la metodología anteriormente mencionada.

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.

En mayo de 2019, El Ministerio de Minas y Energía publicó la Resolución 40459. Esta nueva regulación del Ministerio revisa los lineamientos de política pública sobre Infraestructuras de Medición Avanzada (AMI), en el servicio público de energía eléctrica.

En mayo de 2019, se aprobó la Ley 1955, Plan Nacional de Desarrollo, donde dio los siguientes lineamientos:

- Se prorrogan los subsidios a estratos 1, 2 y 3 hasta el 31 de diciembre de 2022.
- Se crea un régimen transitorio especial para asegurar la sostenibilidad de la prestación eficiente del servicio: i) sobretasa por kilovatio hora consumido para fortalecer al Fondo Empresarial en el territorio nacional (\$4 COP por kilovatio hora); y ii) contribución adicional de 1% a la SSPD regulada en el artículo 85 de la Ley 142 de 1994.
- Se modifica la Ley 143 de 1994 para ampliar la restricción de integración vertical y restringir la integración a través de grupos empresariales.
- En cualquier caso, el Ministerio de Minas y Energía o la entidad que delegue, reglamentará el alcance de lo anteriormente mencionado.

En septiembre de 2019, la SSPD publicó el reglamento de la sobretasa nacional de 4 \$/kWh, como parte de las medidas requeridas para garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica a cargo de las empresas intervenidas por parte de la SSPD, esta tasa se aplicará a los estratos 4,5 y 6; comerciales e industriales, se causará a partir de noviembre y será retroactiva a julio y su recaudo se considera un ingreso de terceros.

## Perú

En Perú, el proceso para la determinación de la tarifa de distribución se lleva a cabo cada 4 años, y se denomina "Fijación del Valor Agregado de Distribución" ("VAD"). Excepcionalmente, el último proceso tuvo una duración de 5 años, dado que se requería de un año para implementar las últimas reformas aprobadas en 2015 mediante Decreto Legislativo 1221.

A lo largo del 2018, se llevó a cabo el proceso de determinación del VAD para Enel Distribución correspondiente al periodo 2018-2022. El regulador revisó los estudios de costos propuestos, efectuó observaciones, y las empresas de distribución sustentaron técnicamente sus propuestas. Al final de dicho proceso tarifario, en general, se mantienen los ingresos anuales que percibía la empresa antes del inicio del proceso, los cuales correspondían al periodo tarifario 2013-2017.

Cabe señalar que la regulación peruana, sigue la teoría de la empresa modelo eficiente, de manera que en cada periodo regulatorio se establecen los costos de inversión eficientes, y de operación y mantenimiento estándar que serán reconocidos a cada empresa de distribución bajo los parámetros y criterios definidos por el Osinergmin (Organismo Regulador). Antes de la reforma aprobada por D.L. N° 1221 la empresa modelo se fijaba por sectores de distribución típicos, que en la práctica significaba agrupar las empresas que en algunos casos contaban con características distintas; mientras que, a partir este periodo regulatorio, la empresa modelo eficiente se construye individualmente para cada distribuidora con más de 50 000 clientes.

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

**5.1.- Operación Central Rio Negro (CODENSA).**

En el mes de octubre de 2018 la Junta Directiva de Codensa aprobó iniciar el proceso de venta de la Pequeña Central Hidroeléctrica PCH Rio Negro.

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

El plan de venta se está llevando a cabo con la banca de inversión Bancolombia, basados en un cronograma que finaliza dicha venta en el año 2019.

Teniendo en cuenta el proceso de venta y lo establecido en la NIIF 5 "Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuadas" previo a la clasificación como activo no corriente mantenido para la venta, la PCH Rio Negro ha sido registrada al valor razonable; lo anterior implicó reconocer al 31 de diciembre de 2018 una pérdida por deterioro de MUS\$5.234, la cual fue determinada de acuerdo con la valoración realizada.

A continuación, se presentan los activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018.

	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$
Propiedades, planta y equipo	5.468	5.825
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>5.468</b>	<b>5.825</b>
Otros pasivos no financieros no corrientes	3.599	3.835
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>3.599</b>	<b>3.835</b>

## 6. COMBINACIONES DE NEGOCIOS Y ADQUISICIONES

### 6.1 ADQUISICIÓN DE ENEL DISTRIBUCIÓN GOIÀS (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 Defensa 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 Goias, 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 Goias 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 Goias 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 Goias 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 periodo de reporte los estados financieros de Enel Distribución Goias son convertidos siguiendo el criterio contable detallado en la nota 2.7.3.

A partir de la fecha de adquisición, Enel Distribución Goias 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 periodo 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

##### Valores definitivos

Activos netos adquiridos identificables	Valor razonable MBRL	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
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	<b>2.268.668</b>	<b>729.975</b>

## Determinación de la plusvalía

### Valores definitivos

	MBRL	MUS\$
Contraprestación transferida en efectivo	2.268.667	729.975
(-) Valor neto activos adquiridos y pasivos asumidos	(2.268.667)	(729.975)
<b>Monto plusvalía comprada</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

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
<b>Total neto</b>	<b>(720.402)</b>

## 6.2 ADQUISICIÓN DE ENEL DISTRIBUCIÓN SAO PAULO S.A. ("EX ELETROPAULO METROPOLITANA DE ELECTRICIDADE DE SAO PAULO S.A.")

Con fecha 17 de abril de 2018, la filial Enel Brasil S.A., a través del vehículo 100% de su propiedad Enel Investimentos 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 Enel Distribución Sao Paulo S.A., 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 Defensa 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 Enel Distribución Sao Paulo S.A. por un total de BRL5.552.984 (US\$1.484 millones).

Complementando lo anterior, con fecha 11 de junio de 2018, la Agência Nacional de Energia Eléctrica (ANEEL) emitió nota técnica aprobando la toma de control de Enel Distribución Sao Paulo S.A., 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.

Atendiendo a que los accionistas de Enel Distribución Sao Paulo S.A. 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 BRL1.516.362 (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 Enel Distribución Sao Paulo S.A. aprobó un aumento de capital social de la compañía por un valor de BRL1.500.000, mediante la emisión de 33.171.164 de nuevas acciones. Enel Sudeste concurrió a este aumento de capital, adquiriendo 33.164.964 de las nuevas acciones (US\$395 millones) con lo cual incrementó su participación hasta el 95,88% de la compañía.

La moneda funcional de Enel Distribución Sao Paulo S.A. es el Real Brasileño (BRL). 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 periodo de reporte los estados financieros de Enel Distribución Sao Paulo S.A. son convertidos siguiendo el criterio contable detallado en la nota 2.7.3.

Enel Distribución Sao Paulo S.A. posee un área bajo concesión que abarca 4.526 km<sup>2</sup>, la cual concentra la mayor parte del producto interno bruto y la más alta densidad demográfica en Brasil, con 1.581 unidades consumidoras por km<sup>2</sup>, lo que corresponde al 33,3% del total de energía eléctrica consumida en el Estado de Sao Paulo y el 9,3% 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.

A partir de la fecha de adquisición, Enel Distribución Sao Paulo S.A. contribuyó ingresos de actividades ordinarias por MUS\$2.214.855 e ingresos antes de impuestos por MUS\$39.227 a los resultados de Enel Américas para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018. Si la adquisición hubiese ocurrido el 1 de enero de 2018, se estima que, para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2018, los ingresos de actividades ordinarias consolidados habrían incrementado en MUS\$3.587.161 y el resultado antes de impuesto habría disminuido en MUS\$14.678.

**Activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición**  
**Valores definitivos**

Activos netos adquiridos identificables	Valor razonable MBRL	Valor razonable MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	1.037.105	273.439
Otros activos no financieros corriente	400.311	105.544
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	3.948.137	1.040.949
Inventarios	275.129	72.539
Activos por impuestos corrientes	41.179	10.857
Otros activos financieros no corrientes	3.205.469	845.140
Otros activos no financieros no corrientes	1.056.711	278.608
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	205.249	54.115
Activos intangibles distintos de la plusvalía	11.055.574	2.914.866
Propiedades, planta y equipo	65.804	17.350
Propiedad de inversión	44.049	11.614
Activos por impuestos diferidos	3.229.417	851.455
Otros pasivos financieros corrientes	(2.266.501)	(597.576)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	(3.551.676)	(936.420)
Otras provisiones corrientes	(759.862)	(200.342)
Otros pasivos no financieros corrientes	(600.990)	(158.454)
Otros pasivos financieros no corrientes	(2.505.299)	(660.537)
Otras cuentas por pagar no corrientes	(567.355)	(149.586)
Otras provisiones no corrientes (*)	(2.788.278)	(735.146)
Pasivo por impuestos diferidos	(3.009.203)	(793.394)
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	(3.327.621)	(877.347)
Total	5.187.349	1.367.674

(\*) incluye pasivos contingentes por un monto de MBRL 1.252.000 (MUS\$ 330.097), que la Sociedad registró como pasivos asumidos en la fecha de adquisición. Los principales pasivos contingentes identificados en la combinación de negocios se revelan en la nota 33.4.b.33-51.

**Determinación de la plusvalía**

**Valores definitivos**

	MBRL	MUS\$
Contraprestación transferida en efectivo	7.069.345	1.863.874
Participaciones no controladoras asumidas en la adquisición	256.616	67.658
(-) Valor neto activos adquiridos y pasivos asumidos	(5.187.349)	(1.367.674)
<b>Monto plusvalía comprada</b>	<b>2.138.612</b>	<b>563.858</b>

La plusvalía es atribuible principalmente al valor de las sinergias que se esperan lograr a través de la integración de Enel Distribución Sao Paulo en el Grupo. Estas sinergias están relacionadas, entre otras, con la generación de nuevos negocios, eficiencias en inversiones y costos administrativos.

A continuación, se muestran los montos pagados para obtener el control de Enel Distribución Sao Paulo S.A.:

Efectivo y equivalentes al efectivo para obtener el control de Enel Distribución Sao Paulo	MUS\$
Importes por la adquisición pagados en efectivo y equivalentes al efectivo	(1.863.874)
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en la entidad adquirida	273.439
<b>Total neto</b>	<b>(1.590.435)</b>

## 7. 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 de nuestras filiales en Argentina fueron convertidos al tipo de cambio de cierre (\$Arg/US\$) al 30 de septiembre de 2019, 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 subsidiarias argentinas se convertían a tipo de cambio medio del periodo, 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 los resultados comparativos al 30 de septiembre de 2018 no es requerida en los estados financieros consolidados del Grupo.

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

	Índice general de precios
Inflación histórica acumulada hasta 31 de diciembre de 2017	652,29%
Desde enero a diciembre de 2018	47,83%
Desde enero a septiembre de 2019	37,41%

Al 31 de diciembre de 2018, 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\$ 961.107 (neto de impuestos) al 1 de enero de 2018, de los cuales MUS\$668.693 son atribuibles a los accionistas de Enel Américas. Por otra parte, durante el periodo terminado el 30 de septiembre de 2019, la aplicación de esta normativa generó un ingreso financiero de MUS\$124.144 (antes de impuesto). Ver nota 32.

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

ACTIVOS	Ajuste inicial al 01-01-2019 MUS\$	Efectos Hiperinflación del período MUS\$	Diferencia de conversión MUS\$	Saldo final Hiperinflación al 30/09/2019 MUS\$
Inventarios corrientes	5.074	17.439	(1.740)	20.773
<b>ACTIVOS CORRIENTES TOTALES</b>	<b>5.074</b>	<b>17.439</b>	<b>(1.740)</b>	<b>20.773</b>
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	388	56	(133)	311
Activos intangibles distintos de la plusvalía	8.186	5.152	(2.807)	10.531
Plusvalía	23.434	6.454	(8.036)	21.852
Propiedades, planta y equipo	1.175.374	398.040	(403.074)	1.170.340
Activos por impuestos diferidos	-	24.118	-	24.118
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES</b>	<b>1.207.382</b>	<b>433.820</b>	<b>(414.050)</b>	<b>1.227.152</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>1.212.456</b>	<b>451.259</b>	<b>(415.790)</b>	<b>1.247.925</b>
<b>PASIVOS</b>				
Pasivo por impuestos diferidos	265.047	120.074	(90.893)	294.228
<b>PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES</b>	<b>265.047</b>	<b>120.074</b>	<b>(90.893)</b>	<b>294.228</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>265.047</b>	<b>120.074</b>	<b>(90.893)</b>	<b>294.228</b>
<b>PATRIMONIO</b>				
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	664.005	234.222	(227.709)	670.518
Participaciones no controladoras	283.404	96.963	(97.188)	283.179
<b>PATRIMONIO TOTAL</b>	<b>947.409</b>	<b>331.185</b>	<b>(324.897)</b>	<b>953.697</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>1.212.456</b>	<b>451.259</b>	<b>(415.790)</b>	<b>1.247.925</b>

## 8. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

- a) La composición del efectivo y equivalentes al efectivo al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$
Efectivo en caja	13.105	4.647
Saldos en bancos	535.032	784.957
Depósitos a corto plazo	910.942	1.065.378
Otros instrumentos de renta fija	181.161	49.303
<b>Total</b>	<b>1.640.240</b>	<b>1.904.285</b>

Los depósitos a corto plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengán 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	
	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$
Peso chileno	283.797	151.714
Peso argentino	77.096	101.209
Peso colombiano	200.747	372.361
Real brasileño	438.993	633.635
Sol peruano	152.776	129.263
Dólar estadounidense	483.828	513.667
Euro	3.003	2.436
<b>Total</b>	<b>1.640.240</b>	<b>1.904.285</b>

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

Otros pagos de actividades de operación	Saldo al	
	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$
Pagos por otros impuestos (IVA, ICMS, PIS/COFINS, Impuestos a las ventas, Impuestos aduaneros, impuestos transferencias bancarias) (1)	(2.703.320)	(1.883.992)
Pagos por recaudación realizadas por contrato Codensa Hogar (2)	(471.236)	(468.528)
Pagos por la cuenta de desarrollo energético (CDE) (3)	(948.544)	(590.740)
Otros pagos varios de actividades de operación (4)	(293.618)	(678.222)
<b>Total otros pagos por actividades de operación</b>	<b>(4.416.718)</b>	<b>(3.621.482)</b>

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

- 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\$1.968.068, y MUS\$1.457.122 por los períodos terminados el 30 de septiembre de 2019 y 2018, respectivamente.
- Impuestos PIS/COFINS: En Brasil, el “Programa de Integração Social” (PIS), es un impuesto de contribución social que pagan las empresas, 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\$643.246, y MUS\$315.348 por los períodos terminados el 30 de septiembre de 2019 y 2018, respectivamente.
- Pagos por impuestos a las ventas en Perú por MUS\$61.103 y MUS\$62.165 por los períodos terminados el 30 de septiembre de 2019 y 2018, 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 financiación del Grupo al 30 de septiembre de 2019 y 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 financiación 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		
	01/01/2019 (1)		Provenientes MUS\$	Utilizados (3) MUS\$	Intereses Pagados MUS\$	Total MUS\$	Adquisición de subsidiarias MUS\$	Cambios en valor razonable MUS\$	Diferencias de cambio MUS\$	Costos financieros (2) MUS\$	Nuevos pasivos por arrendamientos MUS\$	Otros cambios MUS\$	30/09/2019 (1)	
	MUS\$	MUS\$											MUS\$	MUS\$
Préstamos bancarios (Nota 20.a)	1.895.909	3.005.618	(3.097.770)	(100.676)	(192.828)	-	-	(22.078)	112.214	-	(5.481)	1.787.736		
Obligaciones con el público (Nota 20.a)	4.058.599	1.311.014	(944.503)	(206.711)	159.800	-	-	(222.558)	216.108	-	(274)	4.211.675		
Arrendamiento (Nota 20.a)	121.973	-	(39.795)	(6.298)	(46.093)	-	-	4.657	8.959	103.002	134	192.632		
Otros préstamos (Nota 20.a)	187.878	1.009	(48.606)	(7.489)	(55.086)	-	-	(10.384)	16.323	-	6.592	145.323		
Instrumentos derivados de cobertura (Nota 22)	(108.546)	1.084	(70)	(17.027)	(16.013)	-	(14.383)	(56.141)	19.322	-	348	(175.413)		
Instrumentos derivados de no cobertura (Nota 22)	(16.221)	10.890	-	-	10.890	-	-	(6.702)	(6.532)	-	1	(18.564)		
Préstamos de empresas relacionadas (Nota 12.1 b)	2.652.387	-	(2.487.233)	(160.544)	(2.647.777)	-	-	53.478	126.179	-	-	184.267		
Otras Cuentas por pagar	133.114	-	(2.194)	-	(2.194)	-	-	-	-	-	-	(10.645)	120.275	
Total	8.925.093	4.329.615	(6.620.171)	(498.745)	(2.789.301)	-	(14.383)	(259.728)	492.573	103.002	(9.325)	6.447.931		
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 (1)		Provenientes MUS\$	Utilizados (3) MUS\$	Intereses Pagados MUS\$	Total MUS\$	Adquisición de subsidiarias MUS\$	Cambios en valor razonable MUS\$	Diferencias de cambio MUS\$	Costos financieros (2) MUS\$	Nuevos pasivos por arrendamientos MUS\$	Otros cambios MUS\$	30/09/2018 (1)	
	MUS\$	MUS\$											MUS\$	MUS\$
Préstamos bancarios (Nota 20.a)	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 (Nota 20.a)	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 (Nota 20.a)	104.492	-	(21.878)	(5.288)	(27.166)	22.677	-	(3.753)	5.752	15.107	2.627	119.736		
Otros préstamos (Nota 20.a)	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)	-	-	-	-	-	-	-	(5)	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		

- (1) Saldo correspondiente a la porción corriente y no corriente.
- (2) Corresponde al devengamiento de intereses.
- (3) El monto de Pagos de préstamos de los períodos terminados al 30 de septiembre de 2019 y 2018 por MUS\$4.090.879 y MUS\$1.404.860, respectivamente, corresponde al Flujo de Financiamiento Utilizado en Préstamos bancarios, Obligaciones con el público no garantizadas y Otros préstamos de esta conciliación.

## 9. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

La composición de otros activos financieros al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, es la siguiente:

Otros activos financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados (1)	62.422	105.372	60	14
Activos financieros medidos a costo amortizado (1)	81.180	24.358	1.138	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados CINIIF 12 (2)	-	-	2.452.468	2.371.635
Activos financieros a valor razonable con cambio en otro resultado Integral	-	-	310	753
Activos financieros medidos a costo amortizado CINIIF 12 (3)	12.142	12.655	330.734	354.344
Instrumentos Derivados Cobertura	118.402	44.424	63.133	69.729
Instrumentos Derivados No Cobertura	31.687	23.584	-	-
<b>Total</b>	<b>305.833</b>	<b>210.393</b>	<b>2.847.843</b>	<b>2.796.475</b>

- (1) Los montos incluidos en activos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados 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 3.g.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 Goiás S.A. y Enel Distribución São Paulo S.A. (cuyos saldos al 30 de septiembre de 2019 son MUS\$827.430 (MUS\$871.657 al 31 de diciembre de 2018), MUS\$543.503 (MUS\$487.241 al 31 de diciembre de 2018), MUS\$34.672 (MUS\$33.507 al 31 de diciembre de 2018) y MUS\$1.046.863 (MUS\$979.230 al 31 de diciembre de 2018), 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 periodo 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 3.d.1.
- (3) Correspondiente a acuerdo de concesión en Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande), ver nota 3.d.1.

## 10. OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS

- a) La composición de otros activos no financieros al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, es la siguiente:

Otros activos no financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$
IVA Crédito Fiscal y Otros Impuestos	91.882	41.606	109.425	113.441
Fondo de aportaciones a Enel Distribución Goiás (1)	3.639	43.619	324.245	328.714
Servicios en curso prestados por terceros	13.488	61.725	-	-
Servicio en curso de I & D y Eficiencia Energética	78.829	32.840	-	-
Depositos Judiciales	-	-	326.208	278.261
Activos en construcción CINIIF 12 (2)	-	-	357.802	385.171
Impuesto por recuperar Pis/Cofins (3)	-	-	1.543.532	-
Gastos pagados por anticipado	18.971	32.255	-	-
Otros	118.328	95.687	98.813	35.121
<b>Total</b>	<b>325.137</b>	<b>307.732</b>	<b>2.760.025</b>	<b>1.140.708</b>

(1) A través de la Ley 17.555 del 20 de enero de 2012, el Estado de Goiás en Brasil creó el Fondo de Aporte a Enel Distribución Goiás (Fundo de Aporte à CELG D - FUNAC), regulado por el decreto N° 7.732, del 28 de septiembre de 2012, con el objetivo de reunir y destinar recursos financieros para el reembolso a Enel Distribución Goiás de los pagos de contingencias de cualquier naturaleza cuyo origen haya ocurrido hasta la venta del control accionario a Eletrobrás, conforme a los términos del acuerdo de accionistas y gestión, así como a los términos de cooperación de FUNAC. Los recursos del referido fondo dependen de aportes a ser efectuados por el gobierno del Estado de Goiás y los créditos recibidos por juicios ganados por Enel Distribución Goiás que son traspasados al fondo. (ver nota 34.3.b.23.).

(2) Corresponde a activos en construcción referente a concesiones de las subsidiarias Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goiás S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A.

(3) En marzo de 2017, el Supremo Tribunal Federal de Brasil (STF) resolvió un asunto de repercusión general, relacionado con el cálculo de los impuestos PIS y COFINS. El STF confirmó la tesis de que el impuesto ICMS no debe formar parte de la base de cálculo del PIS y COFINS, sin embargo, el Gobierno Federal presentó un recurso de apelación, buscando determinar los efectos temporales y algunas aclaraciones.

Nuestras filiales en Brasil que fueron afectadas por la resolución del STF, presentaron acciones judiciales en este sentido, en los respectivos Tribunales Regionales Federales. Durante el presente año, se notificó a Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará los fallos definitivos emitidos por dichos Tribunales, reconociendo su derecho a deducir el ICMS aplicado a sus propias operaciones de las bases de cálculo del PIS y COFINS (por los períodos comprendidos entre dic-2003 y dic-2014 para Enel Distribución Sao Paulo, y mayo-2001 en adelante para Enel Distribución Ceará).

Considerando diversos análisis internos y de asesores legales, como así también las mejores estimaciones disponibles, Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará reconocieron activos por MUS\$1.198.055 y MUS\$345.477, respectivamente, al cierre del tercer trimestre de 2019. Como el pago en exceso de los impuestos PIS y COFINS fue repercutido en su momento a los clientes finales, en forma simultánea al reconocimiento de estos impuestos por recuperar, nuestras subsidiarias han reconocido un pasivo de orden regulatorio por los mismos montos antes indicados, netos de cualquier costo incurrido o por incurrir por las Compañías en estos procesos judiciales. Estos pasivos representan la obligación de restituir a los clientes finales los impuestos que se recuperen.

El Grupo adoptará los procedimientos de recuperación de crédito fiscal de acuerdo con las disposiciones legales. La transferencia a los consumidores dependerá del uso efectivo del crédito fiscal por parte de las Compañías y se llevará a cabo de acuerdo con las regulaciones de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), con una expectativa de 52 meses en el caso de Enel Distribución Sao Paulo y 45 meses en el caso de Enel Distribución Ceará.

Para Enel Distribución Sao Paulo aún está pendiente la resolución de la acción judicial que abarca el periodo de enero de 2015 en adelante, motivo por el cual el sistema de facturación con la inclusión del ICMS en las bases de cálculo de los impuestos PIS y COFINS no se cambiará hasta la emisión del fallo definitivo favorable. También están pendientes de resolución las acciones judiciales presentadas por nuestras filiales Enel Rio y Enel Goias, a la espera de la sentencia definitiva de los Tribunales Regionales respectivos.

Cabe destacar que el “Programa de Integração Social” (PIS) y la “Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social” (COFINS) son contribuciones federales que pagan las compañías en Brasil y que tienen por objetivo financiar programas a los empleados, salud pública, asistencia social y la seguridad social, aplicados sobre los ingresos brutos de las compañías. El “imposto sobre circulação de mercadorias e serviços” (ICMS), es un impuesto al valor agregado (IVA) estatal en Brasil, aplicado sobre la venta de bienes y servicios de telecomunicaciones y transporte”. (ver nota 23 y 34.3.b.26)

- b) La composición de otros pasivos no financieros al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, es la siguiente:

Otros pasivos no financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$
IVA Débito Fiscal y Otros Impuestos	272.457	256.581	59.861	67.966
Otros	14.552	13.539	35.369	37.257
<b>Total</b>	<b>287.009</b>	<b>270.120</b>	<b>95.230</b>	<b>105.223</b>

## 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 2019 y 31 de diciembre de 2018, es la siguiente:

Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	Corrientes		No Corrientes	
	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	4.336.476	4.350.373	681.259	907.022
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	3.234.298	3.017.469	131.358	171.513
Otras cuentas por cobrar, bruto	1.102.178	1.332.904	549.901	735.509

  

Cuentas comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	Corrientes		No Corrientes	
	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	3.545.895	3.551.022	607.079	906.508
Cuentas comerciales por cobrar, neto	2.534.697	2.264.869	109.229	171.513
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	1.011.198	1.286.153	497.850	734.995

  

Detalle de otras cuentas por cobrar, neto (1)	Saldo al			
	Corrientes		No Corrientes	
	30-09-2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	30-09-2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$
Activos sectoriales Brasil (i)	667.461	868.103	164.751	373.252
Cuentas por cobrar "baja renta" (ii)	180.049	216.699	-	-
Cuentas proyecto VOSA (iii)	2.783	-	320.108	346.795
Cuentas por cobrar al personal	13.782	10.629	11.917	12.277
Otras	147.123	190.722	1.074	2.671
Total	1.011.198	1.286.153	497.850	734.995

(i) Los activos y pasivos regulatorios (o sectoriales) se registran como consecuencia de la firma, en diciembre de 2014, de sendas enmiendas efectuadas a los contratos de concesión originales que habían celebrado nuestras filiales de Distribución Eléctrica en Brasil. Mediante estas enmiendas se estableció que, además de los montos de compensación derivados de las inversiones no amortizadas durante los respectivos períodos de concesión (ver nota 9 (2)), los saldos de activos y pasivos regulatorios que no se hubiesen recuperado o devuelto a través de los ciclos tarifarios también estarán sujetos a compensación o devolución por parte del Estado. Lo anterior implica que la realización de estos activos o la liquidación de los pasivos no depende de la facturación que se logre efectuar a los clientes durante el periodo de concesión.

Estos activos y pasivos regulatorios surgen de las diferencias entre el costo real y el costo considerado en los reajustes tarifarios y generan un activo en la medida que el costo real es mayor que el contemplado en la tarifa, o a un pasivo cuando los costos reales son inferiores a los contemplados en la tarifa. Estas diferencias son consideradas por la ANEEL, que es la entidad gubernamental que regula las tarifas eléctricas en Brasil, en el siguiente proceso de ajuste tarifario de cada empresa concesionaria.

En general, producto de la operación normal de las Compañías, estos activos y pasivos regulatorios se van cobrando o liquidando a través de las facturaciones a clientes en un periodo que está en un rango promedio entre 10 y 24 meses.

(ii) Cuentas por cobrar 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 Goiás y Enel Distribución São Paulo S.A., ese descuento a título de subsidio estatal.

(iii) Cuentas por cobrar relacionadas con proyecto en Argentina.

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 períodos terminados al 30 de septiembre de 2019 y 2018.

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 2019 y 31 de diciembre de 2018, el análisis de cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas, pero de las cuales no se ha registrado provisión de deterioro, es el siguiente:

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	Saldo al	
	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$
Con antiguedad menor de tres meses	496.182	452.556
Con antiguedad entre tres y seis meses	104.232	133.316
Con antiguedad entre seis y doce meses	75.233	68.973
Con antiguedad mayor a doce meses	191.837	93.200
<b>Total</b>	<b>867.484</b>	<b>748.045</b>

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\$
<b>Saldo al 1 de enero de 2018</b>	<b>633.058</b>
Ajuste Saldo Inicial por NIIF 9	10.286
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	114.671
Montos castigados	(47.959)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(106.837)
Adquisición realizada mediante combinación de negocios	196.646
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2018</b>	<b>799.865</b>
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	137.418
Montos castigados	(33.534)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(38.988)
<b>Saldo al 30 de septiembre de 2019</b>	<b>864.761</b>

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

Las pérdidas por deterioro se registran considerando los criterios descritos en nota 3.g.3. y ascendieron a MUS\$137.418 y MUS\$94.981 por los períodos finalizados al 30 de septiembre de 2019 y 2018, respectivamente.

#### 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 3.g.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 intermedios, 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 2019 y 31 de diciembre de 2018, 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	
							30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$
Extranjera	Endesa España	España	Matriz común	EUR	Otros servicios	Más de 90 días	18	18	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	128	79	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales	España	Matriz común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	230	72	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	14	21	71	108
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	767	753	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	15	3	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	23	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	-	22	-	-
76.250.019-1	Enel Green Power Chile Ltda.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	2	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	1.876	1.354	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	7	7	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	27	24	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	97	97	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	454	373	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	870	879	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	362	267	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.p.a	Italia	Matriz común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	160	72	-	-
Extranjera	Energia Nueva Energia Limpia Mexico S.R.L	Mexico	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	36	36	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Venta de Energía	Menos de 90 días	864	3.059	906	1.544
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	2.425	1.312	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Peajes	Menos de 90 días	12	19	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Matriz común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	35	-	-	-
Extranjera	E-Distribuzione Spa	Italia	Matriz Común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	4	6	-	-
Extranjera	E-Distribuzione Spa	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	-	33	-	-
Extranjera	E-Distribuzione Spa	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	16	-	-	-
Extranjera	Enel Energia SPA	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	79	83	-	-
Extranjera	Enel Green Power Argentina	Argentina	Matriz Común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	202	330	-	-
Extranjera	Enel Green Power North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	36	29	-	-
78.932.860-9	Gas Atacama Chile	Chile	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	101	108	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S	Colombia	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	892	155	-	-
Extranjera	Enel Iberia Srl	España	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	28	29	-	-
Extranjera	Enel Iberia Srl	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1.288	1.288	-	-
Extranjera	Energética Monzon S.A.C.	Perú	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	191	-	-
Extranjera	Energética Monzon S.A.C.	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	630	254	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	194	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	518	230	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	1.091	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	1.695	1.700	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation SRL	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	34	-	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	140	149	-	-
<b>Total</b>							<b>14.085</b>	<b>14.337</b>	<b>977</b>	<b>1.652</b>

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	
							30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A.	España	Matriz común	ARS	Dividendos	Menos de 90 días	19	29	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	177	237	-	-
78.932.860-9	Gas Atacama Chile	Chile	Matriz común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	24	153	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	213	202	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	10	11	-	-
Extranjera	E-Distribuzione Spa	Italia	Matriz común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	884	2.439	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	2.165	123	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	11.168	9.727	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	170	-	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1.832	1.637	-	-
Extranjera	Edistribución Redes Digitales S.L.	España	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	22	-	-	-
Extranjera	Edistribución Redes Digitales S.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	225	153	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	521	209	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	17	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	2.068	2.329	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	204	185	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	192	116	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1.203	46	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	5.201	6.422	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.269	664	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	-	616	-	-
76.924.079-9	Enel X Chile SPA	Chile	Matriz común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	1	-	-	-
Extranjera	Enel Map	Italia	Matriz común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	-	16.089	-	-
Extranjera	Yacytec S.A.	Argentina	Asociada	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	-	12	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	2.040	2.036	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1.388	1.232	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Compra de Energía	Menos de 90 días	8.941	11.644	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	680	812	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	US\$	Dividendos	Menos de 90 días	-	186.697	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	6.957	5.387	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	47.530	40.499	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	212	127	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.p.a	Italia	Matriz común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	3.576	3.074	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.p.a	Italia	Matriz común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	432	-	-	-
76.250.019-1	Enel Green Power Chile Ltda.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	375	63	-	-
Extranjera	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	53	-	-
Extranjera	Enel Iberia SRL	España	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	196	155	-	-
Extranjera	Enel Iberia SRL	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1.069	1.315	-	-
Extranjera	Enel Iberia SRL	España	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	214	-	-	-
Extranjera	Enel Sole	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1.259	999	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation SRL	Italia	Matriz Común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	6.166	2.913	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation SRL	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	3.241	1.467	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation SRL	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	480	1.110	-	-
Extranjera	Enel Italia SRL	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	29.247	33.038	-	-
Extranjera	Enel Italia SRL	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	10.453	5.787	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	139	371	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	223	101	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Peru	Matriz Común	PEN	Compra de Energía	Menos de 90 días	23	513	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1.707	2.171	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	28.069	-	-	-
Extranjera	Cesi S.p.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	78	343	-	-
Extranjera	Endesa Distribución Eléctrica	España	Matriz común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	-	273	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S	Colombia	Matriz común	COP	Compra de Energía	Menos de 90 días	2.355	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S	Colombia	Matriz común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	58	162	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	2.871	-	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	271	523	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	BRL	Prest. Por pagar	Más de 90 días	-	2.466.231	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	BRL	Prest. Por pagar	Menos de 90 días	76.778	77.566	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	BRL	Prest. Por pagar	Más de 90 días	107.489	108.590	-	-
Total							372.513	2.996.668	-	-

(\*) Ver nota d) a continuación

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	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	(911)	(3.779)
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Servicios Técnicos	(9.404)	(4.452)
Extranjera	Enel Italia SRL	Italia	Matriz común	Servicios Técnicos	(4.694)	(2.107)
Extranjera	Enel Italia SRL	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(9.675)	(8.750)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(5.890)	(5.886)
Extranjera	Enel Green Power Colombia SAS	Colombia	Matriz Común	Compra de Energía	(5.051)	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	594	21.960
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(67.563)	(91.438)
Extranjera	Enel Global Thermal Generation SRL	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(5.256)	-
Extranjera	Enel Map	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	-	(13.071)
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(11.819)	-
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz común	Gastos financieros	(126.475)	-
Total					(246.144)	(107.523)

Los traspasos 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:

- El 26 de septiembre de 2018, Enel Finance International NV formalizó con Enel Brasil, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 9.400 millones, el cual fue desembolsado el 5 de octubre de 2018, a una tasa fija de 7,676% anual, sin garantías, con amortización de capital e intereses única a la fecha de vencimiento, 2 de julio de 2019. Los fondos de esta financiación fueron usados para el prepago de las notas promisorias que mantenían Enel Brasil y Enel Sudeste emitidas para la compra de Eletropaulo, hoy Enel Distribución Sao Paulo. La deuda fue cancelada en su respectivo vencimiento, el día 2 de julio de 2019.
- El 14 de diciembre de 2018, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Ceará, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 300 millones, el cual fue desembolsado el 18 de diciembre de 2018, a una tasa fija de 8% anual, sin garantías, con amortización de capital e intereses única a la fecha de vencimiento, 18 de diciembre de 2019 (plazo 1 año). Los fondos de esta financiación fueron usados para working capital. La contratación permite cancelación anticipada con condiciones a ser acordadas con el acreedor.
- El 14 de diciembre de 2018, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Sao Paulo, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 420 millones, el cual fue desembolsado el 18 de diciembre de 2018, a una tasa fija de 8% anual, sin garantías, con amortización de capital e intereses única a la fecha de vencimiento, 18 de diciembre de 2019 (plazo 1 año). Los fondos de esta financiación fueron usados para working capital. La contratación permite la cancelación anticipada con condiciones a ser acordadas con el acreedor.

## 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 periodo de tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

El Directorio vigente al 30 de septiembre de 2019, corresponde al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 28 de abril de 2017, y está 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 Hernán 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 subsidiarias y/o asociadas, nacionales o extranjeras, o se desempeñe 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 subsidiarias o asociadas, nacionales o extranjeras, no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades subsidiarias, 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 2019 y 2018:

RUT	Nombre	Cargo	30/09/2019			
			Período de desempeño	Directorio de Enel Américas MUS\$	Directorio de filiales MUS\$	Comité de Directores MUS\$
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	enero - septiembre 2019	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Vicepresidente	enero - septiembre 2019	-	-	-
Extranjero	Enrico Viale	Director	enero - septiembre 2019	-	-	-
Extranjero	Lívio Gallo	Director	enero - septiembre 2019	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - septiembre 2019	124	-	37
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - septiembre 2019	124	-	37
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - septiembre 2019	124	-	37
<b>TOTAL</b>				<b>372</b>	-	<b>111</b>

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

### 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	Aurelio Ricardo Bustillo de Oliveira (2)	Gerente Administración, Finanzas y Control
Extranjero	Bruno Stella (3)	Gerente de Planificación y Control
Extranjero	Raffaele Cutrignelli	Gerente de Auditoría Interna
Extranjero	Paolo Pescarmona (3)	Gerente de Planificación y Control
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto	Fiscal y Secretario del Directorio

El señor Domingo Valdés Prieto, ejecutivo principal de Enel Américas, es remunerado exclusivamente por la sociedad Enel Chile S.A. quien es su empleador, pero presta 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'Agnese.
- (2) El Sr. Aurelio Ricardo Bustillo de Oliveira asumió el 1 de octubre de 2018 como Gerente de Administración, Finanzas y Control en reemplazo del Sr. Paolo Pallotti.
- (3) El Sr. Bruno Stella prestó sus servicios como Gerente de Planificación y Control hasta el 30 de septiembre de 2019. En su reemplazo fue designado el Sr. Paolo Pescarmona, quien asumirá su función a contar del 15 de noviembre del presente.

##### 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	
	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$
Remuneración	1.819	2.451
Beneficios a corto plazo para los empleados	26	4
<b>Total</b>	<b>1.845</b>	<b>2.455</b>

**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 2019 y 31 de diciembre de 2018, es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al	
	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$
Suministros para la producción	<b>29.506</b>	<b>29.959</b>
Petróleo	22.496	23.128
Carbón	7.010	6.831
Repuestos	27.517	27.828
Materiales eléctricos	327.137	281.611
<b>Total</b>	<b>384.160</b>	<b>339.398</b>

No existen inventarios como garantía de cumplimiento de deudas.

Por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2019 y 2018, las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a MUS\$188.278 y MUS\$110.215, respectivamente. Para un mayor detalle por tipo de combustible ver Nota 28.

Por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2019 y 2018, no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

### 14. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS

- a) La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, es la siguiente:

Activos por impuestos	Saldo al	
	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$
Pagos provisionales mensuales	67.919	44.798
Otros	440	6.196
<b>Total</b>	<b>68.359</b>	<b>50.994</b>

- b) La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, es la siguiente:

Pasivos por Impuestos	Saldo al	
	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$
Impuesto a la renta	183.098	192.924
<b>Total</b>	<b>183.098</b>	<b>192.924</b>

## 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 periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2019 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018:

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2019 MUS\$	Participación en Ganancia (Pérdida) MUS\$	Dividendos declarados MUS\$	Diferencia de conversión MUS\$	Otro resultado Integral MUS\$	Otros incrementos (decrementos) MUS\$	Economía Hiperinflacionaria Argentina MUS\$	Saldo al 30/09/2019 MUS\$
Extranjero	Yacytec S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	33,33%	556	(161)	-	(322)	-	668	195	936
Extranjero	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	50,00%	236	8	(19)	(81)	-	-	56	200
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	868	98	(512)	(298)	-	-	-	156
Extranjero	Central Termica San Martin	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	931	151	(682)	(319)	-	-	-	81
Extranjero	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	40,90%	5	361	(240)	(1)	-	-	-	125
TOTAL						2.596	457	(1.453)	(1.021)	-	668	251	1.498

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2018 MUS\$	Participación en Ganancia (Pérdida) MUS\$	Dividendos declarados MUS\$	Diferencia de conversión MUS\$	Otro resultado Integral MUS\$	Otros incrementos (decrementos) MUS\$	Economía Hiperinflacionaria Argentina MUS\$	Saldo al 31/12/2018 MUS\$
Extranjero	Yacytec S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	22,22%	1.221	441	(1.145)	39	-	-	-	556
Extranjero	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	50,00%	14	(160)	(258)	-	-	-	640	236
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	830	1.027	(453)	(536)	-	-	-	868
Extranjero	Central Termica San Martin	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	671	1.144	(422)	(462)	-	-	-	931
Extranjero	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	40,90%	11	-	-	(6)	-	-	-	5
TOTAL						2.747	2.452	(2.020)	(1.223)	-	-	640	2.596

**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 2019 y 31 de diciembre de 2018 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 2019									
	% 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\$
Yacytec S.A.	33,33%	4.055	966	715	1.498	1.759	(1.323)	437	(1.465)	(1.028)

  

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre 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\$
Yacytec S.A.	22,22%	2.914	732	1.032	110	2.984	(1.282)	1.702	179	1.881

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 2019 y 31 de diciembre de 2018:

Activos intangibles	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$
<b>Activos Intangibles bruto</b>	<b>9.834.539</b>	<b>10.257.585</b>
Servidumbre y Derechos de Agua	44.453	61.445
Concesiones	9.424.180	9.917.051
Costos de Desarrollo	13.258	13.928
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	43.768	28.947
Programas Informáticos	262.709	234.419
Otros Activos Intangibles Identificables	1.718	1.795

  

Activos Intangibles, Amortización y Deterioro	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$
<b>Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor</b>	<b>(4.409.595)</b>	<b>(4.430.296)</b>
Servidumbre y Derechos de Agua	(15.148)	(18.210)
Concesiones	(4.250.866)	(4.279.664)
Costos de Desarrollo	(9.371)	(9.673)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(19.487)	(14.829)
Programas Informáticos	(113.215)	(106.201)
Otros Activos Intangibles Identificables	(1.508)	(1.719)

  

Activos intangibles	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$
<b>Activos Intangibles netos</b>	<b>5.380.491</b>	<b>5.827.289</b>
Servidumbre y Derechos de Agua	29.305	43.235
Concesiones Neto (1) (*)	5.173.314	5.637.387
Costos de Desarrollo	3.887	4.255
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	24.281	14.118
Programas Informáticos	149.494	128.218
Otros Activos Intangibles Identificables	210	76

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

Empresa titular de la concesión	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$
Enel Distribución Río S.A.	664.852	716.210
Enel Distribución Ceará S.A.	525.467	586.767
Enel Distribución Goias S.A.	1.406.460	1.500.934
Enel Distribución São Paulo S.A.	2.576.535	2.833.476
<b>TOTAL</b>	<b>5.173.314</b>	<b>5.637.387</b>

(\*) Ver nota 3.d.1)

La composición y movimientos de los activos intangibles durante el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2019 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018, han sido los siguientes:

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo MUS\$	Servidumbres MUS\$	Concesiones MUS\$	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos MUS\$	Programas Informáticos MUS\$	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto MUS\$	Activos Intangibles, Neto MUS\$
<b>Saldo inicial al 01/01/2019</b>	<b>4.255</b>	<b>43.235</b>	<b>5.637.387</b>	<b>14.118</b>	<b>128.218</b>	<b>76</b>	<b>5.827.289</b>
<b>Movimientos en activos intangibles identificables</b>							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	13	1.012	450.906	1.055	43.541	-	496.527
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(70)	(1.650)	(366.316)	(1.006)	(12.888)	(6)	(381.936)
Amortización	(311)	(882)	(299.542)	(2.655)	(15.076)	(47)	(318.513)
<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios</b>							
Incrementos (disminuciones) por transferencias	-	-	-	(6.288)	6.306	-	18
<b>Disposiciones y retiros de servicio</b>							
Retiros de servicio	-	-	(8.826)	-	-	-	(8.826)
Economía Hiperinflacionaria Argentina	-	-	(8.826)	-	-	-	(8.826)
Otros incrementos (disminuciones)	-	(12.410)	(240.295)	19.057	(5.990)	187	5.383
<b>Total movimientos en activos intangibles identificables</b>	<b>(368)</b>	<b>(13.930)</b>	<b>(464.073)</b>	<b>10.163</b>	<b>21.276</b>	<b>134</b>	<b>(239.451)</b>
<b>Saldo final al 30/09/2019</b>	<b>3.887</b>	<b>29.305</b>	<b>5.173.314</b>	<b>24.281</b>	<b>149.494</b>	<b>210</b>	<b>5.380.491</b>

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo MUS\$	Servidumbres MUS\$	Concesiones MUS\$	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos MUS\$	Programas Informáticos MUS\$	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto MUS\$	Activos Intangibles, Neto MUS\$
<b>Saldo inicial al 01/01/2018</b>	<b>2.056</b>	<b>42.482</b>	<b>3.533.935</b>	<b>25.253</b>	<b>73.299</b>	<b>5.454</b>	<b>3.682.479</b>
<b>Movimientos en activos intangibles identificables</b>							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	(23)	6.828	523.510	6.236	56.825	-	593.376
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	-	-	2.914.866	-	-	-	2.914.866
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(275)	(5.172)	(840.315)	(1.132)	(20.753)	(7)	(867.654)
Amortización	(524)	(1.653)	(349.932)	(1.995)	(12.865)	(28)	(366.997)
<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios</b>							
Incrementos (disminuciones) por transferencias	-	1.647	(1.506)	40	5.162	(5.343)	-
<b>Disposiciones y retiros de servicio</b>							
Disposiciones	-	-	(34.273)	-	-	-	(34.273)
Retiros de servicio	-	-	(34.273)	-	-	-	(34.273)
Economía Hiperinflacionaria Argentina	-	-	-	-	12.155	-	12.155
Otros incrementos (disminuciones)	3.021	(897)	(108.898)	(14.284)	14.395	-	(106.663)
<b>Total movimientos en activos intangibles identificables</b>	<b>2.199</b>	<b>753</b>	<b>2.103.452</b>	<b>(11.135)</b>	<b>54.919</b>	<b>(5.378)</b>	<b>2.144.810</b>
<b>Saldo final al 31/12/2018</b>	<b>4.255</b>	<b>43.235</b>	<b>5.637.387</b>	<b>14.118</b>	<b>128.218</b>	<b>76</b>	<b>5.827.289</b>

Al 30 de septiembre de 2019, las principales adiciones a activos intangibles por concesiones por MUS\$450.906 provienen principalmente de Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Sao Paulo S.A. y Enel Distribución Goiás 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 3.d.1). Al 31 de diciembre de 2018, las principales adiciones a activos intangibles por un total de MUS\$523.510 provienen principalmente de Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A. Enel Distribución Sao Paulo S.A. y Enel Distribución Goiás.

Las adiciones de activos intangibles por el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2019 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018 fueron de MUS\$496.527 y MUS\$593.376, respectivamente.

La amortización de activos intangibles ascendió a MUS\$306.492 y MUS\$230.811 por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2019 y 2018, respectivamente, la cual se presenta neta de impuestos Pis y Cofins en las subsidiarias brasileñas.

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2019 y 2018 ascendió a MUS\$7.268 y MUS\$1.457, respectivamente (Ver Nota 32).

Durante los periodos terminados el 30 de septiembre de 2019 y 2018, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso en el rubro de concesiones por un monto de MUS\$67.468 y MUS\$58.212, 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 2019 y 31 de diciembre de 2018 (Ver Nota 3.e).

Al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, 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 2019 y 31 de diciembre de 2018:

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial	Combinación de Negocios	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera	Economía Hiperinflacionaria Argentina	Saldo Final	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera	Economía Hiperinflacionaria Argentina	Saldo Final
		01/01/2018				31/12/2018			
		MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Enel Distribución Río S.A.	Enel Distribución Río S.A.	256.658	-	(37.278)	-	219.380	(14.494)	-	204.886
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	14.514	-	(1.171)	-	13.343	(819)	-	12.524
Enel Generación El Chocón S.A.	Enel Generación El Chocón S.A.	5.556	-	(17.227)	37.926	26.255	(9.004)	6.454	23.705
Enel Distribución Perú S.A.	Enel Distribución Perú	71.298	-	(2.951)	-	68.347	(42)	-	68.305
EGP Cachoeira Dourada S.A.	EGP Cachoeira Dourada S.A.	94.114	-	(13.673)	-	80.441	(5.314)	-	75.127
Enel Generación Perú S.A.	Enel Generación Perú	134.197	-	(5.554)	-	128.643	(77)	-	128.566
Emgesa S.A.E.S.P.	Emgesa S.A.E.S.P.	6.421	-	(519)	-	5.902	(362)	-	5.540
Enel Perú S.A.	Enel Distribución Perú	21	-	(1)	-	20	-	-	20
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	1.195	-	(174)	-	1.021	(67)	-	954
Enel Distribución Ceará S.A.	Enel Distribución Ceará S.A.	129.201	-	(18.772)	-	110.429	(7.296)	-	103.133
Enel Brasil Investimentos S.A.	Enel Distribución São Paulo	-	563.858	(12.069)	-	551.789	(36.456)	-	515.333
<b>Total</b>		<b>713.175</b>	<b>563.858</b>	<b>(109.389)</b>	<b>37.926</b>	<b>1.205.570</b>	<b>(73.931)</b>	<b>6.454</b>	<b>1.138.093</b>

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 2019 (Ver Nota 3.e).

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 Goiás, por llamado a licitación pública del Gobierno Brasileño.

### 7.- Enel Generación Perú S.A. (ex Edege 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.- Enel Distribución São Paulo S.A.

Con fecha 7 de junio de 2018, nuestra subsidiaria Enel Brasil adquirió participación accionaria en Enel Distribución São Paulo S.A. (ver Nota 6.2).

## 18. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

A continuación, se presentan los saldos de las propiedades, planta y equipo al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018:

<b>Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto</b>	<b>30/09/2019 MUS\$</b>	<b>31/12/2018 MUS\$</b>
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Bruto</b>	<b>15.113.873</b>	<b>15.700.505</b>
Construcción en Curso	1.242.498	1.059.070
Terrenos	154.930	163.660
Edificios	457.345	284.496
Plantas y Equipos de Generación	6.591.413	7.318.697
Infraestructura de Red	5.922.779	6.210.147
Instalaciones Fijas y Accesorios	386.421	413.689
Activos por derechos de uso	358.487	250.746

  

<b>Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo</b>	<b>30/09/2019 MUS\$</b>	<b>31/12/2018 MUS\$</b>
<b>Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor</b>		
<b>Propiedades, Planta y Equipo</b>	<b>(6.649.712)</b>	<b>(7.013.678)</b>
Edificios	(211.957)	(147.041)
Plantas y Equipos de Generación	(3.216.540)	(3.596.514)
Infraestructura de Red	(2.903.337)	(2.984.132)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(217.867)	(218.600)
Activos por derechos de uso	(100.011)	(67.391)

  

<b>Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto</b>	<b>30/09/2019 MUS\$</b>	<b>31/12/2018 MUS\$</b>
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Neto</b>	<b>8.464.161</b>	<b>8.686.827</b>
Construcción en Curso	1.242.498	1.059.070
Terrenos	154.930	163.660
Edificios	245.388	137.455
Plantas y Equipos de Generación	3.374.873	3.722.183
Infraestructura de Red	3.019.442	3.226.015
Instalaciones Fijas y Accesorios	168.554	195.089
Activos por derechos de uso	258.476	183.355

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2019 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018, han sido los siguientes:

Movimientos periodo 2019	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Plantas y Equipos de Generación, Neto	Infraestructura de Red, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Activos por derechos de Uso, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2019 antes de la aplicación NIIF 16</b>	<b>1.059.070</b>	<b>163.660</b>	<b>137.455</b>	<b>3.722.183</b>	<b>3.226.015</b>	<b>195.089</b>	<b>183.355</b>	<b>8.686.827</b>
Efectos primera aplicación NIIF 16	-	-	-	-	-	-	71.891	<b>71.891</b>
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2019 después de la aplicación de NIIF 16</b>	<b>1.059.070</b>	<b>163.660</b>	<b>137.455</b>	<b>3.722.183</b>	<b>3.226.015</b>	<b>195.089</b>	<b>255.246</b>	<b>8.758.718</b>
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	499.658	419	696	1.900	-	7.843	-	510.516
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(173.261)	(12.165)	(16.830)	(246.482)	(436.941)	(31.789)	(5.959)	(923.427)
Depreciación	-	-	(7.903)	(166.263)	(141.721)	(17.331)	(29.388)	(362.606)
<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios</b>	<b>(296.921)</b>	<b>1.732</b>	<b>12.221</b>	<b>85.148</b>	<b>171.438</b>	<b>26.364</b>	<b>-</b>	<b>(18)</b>
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(296.921)	1.732	12.221	85.148	171.438	26.364	-	(18)
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(296.921)	1.732	12.221	85.148	171.438	26.364	-	(18)
<b>Disposiciones y retiros de servicio</b>	<b>(40)</b>	<b>(62)</b>	<b>(6.664)</b>	<b>6.315</b>	<b>(4.100)</b>	<b>(2.713)</b>	<b>(227)</b>	<b>(7.491)</b>
Disposiciones	-	-	(6.664)	6.315	(4.100)	(2.713)	(227)	-
Retiros	(40)	(62)	(6.664)	6.315	(4.100)	(2.713)	(227)	(7.491)
Economía Hiperinflacionaria Argentina	121.482	1.364	6.277	62.728	244.535	7.501	6	443.893
Otros incrementos (disminución)	32.510	(18)	120.136	(90.656)	(39.784)	(16.410)	38.798	44.576
<b>Total movimientos</b>	<b>183.428</b>	<b>(8.730)</b>	<b>107.933</b>	<b>(347.310)</b>	<b>(206.573)</b>	<b>(26.535)</b>	<b>3.230</b>	<b>(294.557)</b>
<b>Saldo final al 30/09/2019</b>	<b>1.242.498</b>	<b>154.930</b>	<b>245.388</b>	<b>3.374.873</b>	<b>3.019.442</b>	<b>168.554</b>	<b>258.476</b>	<b>8.464.161</b>

Movimientos periodo 2018	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Plantas y Equipos de Generación, Neto	Infraestructura de Red, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Activos por derechos de Uso, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
<b>Saldo inicial al 01/01/2018</b>	<b>829.559</b>	<b>155.485</b>	<b>127.557</b>	<b>3.951.823</b>	<b>2.731.597</b>	<b>113.083</b>	<b>183.363</b>	<b>8.092.467</b>
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	795.114	2.781	-	10.505	-	11.325	3.342	823.067
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	-	18.036	18.036
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(248.533)	(21.014)	(28.793)	(443.320)	(850.680)	(26.004)	(8.610)	(1.626.954)
Depreciación	-	-	(6.969)	(275.444)	(194.488)	(23.311)	(11.220)	(511.432)
Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	66.988	-	-	-	66.988
<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios</b>	<b>(555.758)</b>	<b>5.203</b>	<b>7.625</b>	<b>174.583</b>	<b>274.079</b>	<b>97.063</b>	<b>(2.795)</b>	<b>-</b>
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(555.758)	5.203	7.625	174.583	274.079	97.063	(2.795)	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(555.758)	5.203	7.625	174.583	274.079	97.063	(2.795)	-
<b>Disposiciones y retiros de servicio</b>	<b>(354)</b>	<b>(836)</b>	<b>(5)</b>	<b>(11.016)</b>	<b>(6.323)</b>	<b>(551)</b>	<b>(251)</b>	<b>(19.336)</b>
Disposiciones	-	(820)	(5)	-	-	(59)	-	(884)
Retiros	(354)	(16)	-	(11.016)	(6.323)	(492)	(251)	(18.452)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	(5.825)	-	-	-	(5.825)
Economía Hiperinflacionaria Argentina	221.193	22.045	37.959	260.229	1.246.868	8.194	-	1.796.488
Otros incrementos (disminución)	17.849	(4)	81	(6.340)	24.962	15.290	1.490	53.328
<b>Total movimientos</b>	<b>229.511</b>	<b>8.175</b>	<b>9.898</b>	<b>(229.640)</b>	<b>494.418</b>	<b>82.006</b>	<b>(8)</b>	<b>594.360</b>
<b>Saldo final al 31/12/2018</b>	<b>1.059.070</b>	<b>163.660</b>	<b>137.455</b>	<b>3.722.183</b>	<b>3.226.015</b>	<b>195.089</b>	<b>183.355</b>	<b>8.686.827</b>

## 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\$510.516 y MUS\$823.067 por el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2019 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018, 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 2019 por MUS\$112.667 (al 31 de diciembre 2018 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\$283.241), 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\$397.849 al 30 de septiembre de 2019 (MUS\$538.025 al 31 de diciembre 2018).

La depreciación de propiedad, planta y equipo ascendió a MUS\$362.586 y MUS\$339.370 por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2019 y 2018, 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 2019 y 2018 ascendió a MUS\$5.732 y MUS\$2.987, respectivamente (Ver Nota 32). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 6,65% y 7,7% al 30 de septiembre de 2019 y 2018, 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 2019 y 2018 ascendió a MUS\$63.912 y MUS\$59.959, respectivamente.

### c) Activos por derecho de uso

El detalle de los activos por derecho de uso al 30 de septiembre de 2019, corresponden a los siguientes:

Movimientos periodo 2019	Terrenos MUS\$	Edificios, Neto MUS\$	Otras Plantas y Equipos, Neto MUS\$	Activos por derechos de Uso , Neto MUS\$
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2019 antes de la aplicación NIIF 16</b>	-	1.424	181.931	183.355
Efectos primera aplicación NIIF 16	3.448	50.840	17.603	71.891
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2019 después de la aplicación de NIIF 16</b>	<b>3.448</b>	<b>52.264</b>	<b>199.534</b>	<b>255.246</b>
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(208)	(3.915)	(1.836)	(5.959)
Depreciación	(476)	(9.478)	(19.434)	(29.388)
Otros incrementos (disminución)	260	28.249	10.068	38.577
<b>Total movimientos</b>	<b>(424)</b>	<b>14.856</b>	<b>(11.202)</b>	<b>3.230</b>
<b>Saldo final al 30/09/2019</b>	<b>3.024</b>	<b>67.120</b>	<b>188.332</b>	<b>258.476</b>

Al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, los principales pasivos por arrendamiento son los siguientes:

- Contrato de arrendamiento con el Banco de Crédito del Perú, el cual tiene un plazo de 9 años a una tasa fija en dólares estadounidenses de 5,8% y con amortizaciones trimestrales que se iniciaron el 31 de marzo de 2014. Este arrendamiento se suscribió para financiar la Unidad de "Reserva fría de generación". El contrato calificó como pasivo financiero al 31 de diciembre de 2018 y 31 de marzo de 2019, por la aplicación de NIC 17 y NIIF 16, respectivamente.
- Con fecha 21 de julio de 2016, se firmó un contrato de arrendamiento con el Banco de Crédito del Perú. Dicho arrendamiento tiene un plazo de 5 años a una tasa fija en dólares estadounidenses de 3,68% y con amortizaciones trimestrales que iniciaron en el segundo semestre de 2018. Este arrendamiento se suscribió para financiar un compresor y una estación de gas natural para la unidad de "Reserva fría de generación" de la central térmica de Malacas (TG5). Este contrato calificó como pasivo financiero al 31 de diciembre de 2018 y 30 de junio de 2019, por la aplicación de NIC 17 y NIIF 16, respectivamente.
- Contrato de arrendamiento suscrito el 16 de diciembre de 2015 con el Scotiabank, el cual tiene un plazo de 6 años y medio a una tasa fija en dólares estadounidenses de 3,75%, con amortizaciones trimestrales que iniciaron en septiembre de 2017. Este arrendamiento se suscribió para financiar la nueva turbina TG-6 para la Central Térmica Malacas (TG6). Este contrato calificó como pasivo financiero al 31 de diciembre de 2018 y 30 de septiembre de 2019, por la aplicación de NIC 17 y NIIF 16, respectivamente.
- Adicionalmente, durante los nueve meses de 2019 y como consecuencia de la aplicación de NIIF 16 (ver Notas 2.2.a.i. y 3.f), el Grupo reconoció al 1 de enero derechos de uso relacionados con las propiedades, plantas y equipos por un monto de MUS\$71.891.

El valor presente de los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	30/09/2019			31/12/2018		
	Bruto MUS\$	Interés MUS\$	Valor presente MUS\$	Bruto MUS\$	Interés MUS\$	Valor presente MUS\$
Hasta un año	90.387	7.502	82.885	39.300	3.633	35.667
Más de un año y no más de dos años	49.526	6.525	43.001	56.641	5.031	51.610
Más de dos años y no más de tres años	31.938	4.882	27.056	22.813	2.026	20.787
Más de tres años y no más de cuatro años	18.056	3.563	14.493	11.518	1.895	9.623
Más de cuatro años y no más de cinco años	10.272	2.122	8.150	3.727	1.143	2.584
Más de cinco años	19.317	2.270	17.047	2.662	960	1.702
<b>Total</b>	<b>219.496</b>	<b>26.864</b>	<b>192.632</b>	<b>136.661</b>	<b>14.688</b>	<b>121.973</b>

### d) Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

El estado de resultados consolidados por el periodo terminado al 30 de septiembre de 2019 incluye gastos de MUS\$2.205, que se relacionan con los pagos por arrendamientos de corto plazo y MUS\$705 relacionados con arrendamientos de activos subyacentes de bajo valor, que se exceptúan de la aplicación de NIIF 16 (ver Notas 2.2.a.i. y 3.f). Al 30 de septiembre de 2018, el monto reconocido en resultados fue de MUS\$ 19.196, proveniente de contratos de arrendamiento de activos calificados como arrendamientos operativos, de acuerdo a NIC 17.

Al 30 de septiembre de 2019 los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	30/09/2019 MUS\$
Hasta un año	838
Más de un año y no más de dos años	520
Más de dos años y no más de tres años	449
Más de tres años y no más de cuatro años	449
Más de cuatro años y no más de cinco años	449
Más de cinco años	759
<b>Total</b>	<b>3.464</b>

#### e) Otras informaciones

- i) Las sociedades del Grupo mantenían al 30 de septiembre de 2019, compromisos de adquisición de bienes de activo fijo por MUS\$407.132 (MUS\$440.385 al 31 de diciembre de 2018).
  - ii) Al 30 de septiembre de 2019, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de MUS\$78.685 (MUS\$7.692 al 31 de diciembre de 2018). (Ver Nota 34.1).
  - 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\$1.090.900) para el caso de las generadoras y de MM€\$50 (MUS\$54.545) 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\$545.450). 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 3.e), fue reversado en su totalidad.
- v) En Enel Generación Costanera, producto de la aplicación de NIC 29 – *Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias* (ver Nota 7), el valor en libros de Propiedades, planta y equipo al 1 de enero de 2018 excedía su valor recuperable, por lo cual se registró un deterioro de MUS\$ 162.274 (equivalentes a MARS 3.102.739, al tipo de cambio de dicha fecha). Al cierre del ejercicio 2018 Enel Generación Costanera registró una reversión parcial del deterioro antes mencionado por MUS\$70.513 (equivalentes a MARS 2.656.082 al tipo de cambio de cierre de 2018), el cual se reconoció en los resultados del ejercicio, producto principalmente del impacto positivo que la depreciación del peso argentino tuvo sobre los ingresos de la compañía (los ingresos están denominados en dólares).

## 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 periodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2019 y 2018:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	Saldo al	
	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(556.746)	(526.108)
Beneficios de carácter fiscal, procedentes de pérdidas fiscales, créditos fiscales o diferencias temporarias no reconocidos en períodos anteriores utilizadas para reducir el gasto por impuestos del periodo corriente (Créditos y/o beneficios al impuesto corriente)	3.917	12.318
Ajustes por impuestos corrientes de períodos anteriores	23.047	6.093
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente	(6.742)	11.649
<b>Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente</b>	<b>(536.524)</b>	<b>(496.048)</b>
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(74.734)	(35.166)
Otros componentes del gasto (ingreso) por impuestos diferido	-	(33.385)
Ajustes por impuestos diferidos de períodos anteriores	(1.763)	42
<b>Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos</b>	<b>(76.497)</b>	<b>(68.509)</b>
<b>Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas</b>	<b>(613.021)</b>	<b>(564.557)</b>

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 los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2019 y 2018:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa	30/09/2019 MUS\$	Tasa	30/09/2018 MUS\$
<b>RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS</b>		<b>1.834.354</b>		<b>1.423.132</b>
<b>Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable</b>	<b>(27,00%)</b>	<b>(495.274)</b>	<b>(27,00%)</b>	<b>(384.243)</b>
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(5,19%)	(95.203)	(6,96%)	(99.102)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y otros efectos positivos con impacto en la tasa efectiva	3,71%	68.065	1,81%	25.704
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(6,10%)	(111.893)	(7,94%)	(113.051)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de períodos anteriores	1,26%	23.047	0,43%	6.093
Ajustes por impuestos diferidos de períodos anteriores	(0,10%)	(1.763)	0,00%	42
<b>Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables</b>	<b>(6,42%)</b>	<b>(117.747)</b>	<b>(12,67%)</b>	<b>(180.314)</b>
<b>(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas</b>	<b>(33,42%)</b>	<b>(613.021)</b>	<b>(39,67%)</b>	<b>(564.557)</b>

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 2019 y 31 de diciembre de 2018:

Activos/(Pasivos) por Impuestos Diferidos	30 de septiembre de 2019		31 de diciembre de 2018	
	Activos MUS\$	Pasivos MUS\$	Activos MUS\$	Pasivos MUS\$
Depreciaciones	25.609	(462.449)	12.514	(362.295)
Amortizaciones	6.159	(23.700)	7.206	(24.400)
Obligaciones por beneficios post-empleo	345.950	(154)	374.105	(154)
Revaluaciones de instrumentos financieros	787	(17.458)	3.290	(8.364)
Pérdidas fiscales	282.146	-	258.589	-
Provisiones	<b>658.586</b>	<b>(205.989)</b>	<b>803.708</b>	<b>(210.459)</b>
Provisión Contingencias Civiles	248.710	-	256.544	-
Provisión Contingencias Trabajadores	37.415	-	32.360	-
Provisión cuentas incobrables	173.222	-	235.875	-
Provisión cuentas de Recursos Humanos	7.749	-	14.730	-
Activos financieros IFRIC 12	-	(161.551)	-	(196.683)
Otras Provisiones	191.490	(44.438)	264.199	(13.776)
Otros Impuestos Diferidos	<b>189.829</b>	<b>(1.017.272)</b>	<b>271.041</b>	<b>(1.237.814)</b>
Amortización PPA - (Enel Distribución Goias y Sao Paulo)	-	(625.671)	-	(682.399)
Corrección Monetaria - Argentina	-	(276.466)	-	(265.047)
Otros Impuestos Diferidos	189.829	(115.135)	271.041	(290.368)
<b>Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos antes de compensación</b>	<b>1.509.066</b>	<b>(1.727.022)</b>	<b>1.730.453</b>	<b>(1.843.486)</b>
Compensación de activos/(pasivos) por impuestos diferidos	(1.128.414)	1.128.414	(1.297.416)	1.297.416
<b>Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos después de compensación</b>	<b>380.652</b>	<b>(598.608)</b>	<b>433.037</b>	<b>(546.070)</b>

El origen y movimientos de los activos y pasivos por impuestos diferidos registrados al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, es el siguiente:

Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	Saldo neto al 1 de enero de 2019	Movimientos					Saldo neto al 30 de septiembre de 2019
		MUS\$	Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)	
			MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	
Depreciaciones	(349.781)	(19.332)	-	88.824	(156.551)	(436.840)	
Amortizaciones	(17.194)	90	-	(437)	-	(17.541)	
Obligaciones por beneficios post-empleo	373.951	(8.144)	-	(24.575)	4.564	345.796	
Revaluaciones de instrumentos financieros	(5.074)	157	(7.683)	1.127	(5.198)	(16.671)	
Pérdidas fiscales	258.589	11.848	-	(19.931)	31.640	282.146	
Provisiones	<b>593.249</b>	<b>(39.130)</b>	-	<b>(54.316)</b>	<b>(47.206)</b>	<b>452.597</b>	
Provisión Contingencias Civiles	256.544	(30.342)	-	(20.041)	42.549	248.710	
Provisión Contingencias Trabajadores	32.360	1.054	-	(193)	4.194	37.415	
Provisión cuentas incobrables	235.875	49.592	-	(19.960)	(92.285)	173.222	
Provisión cuentas de Recursos Humanos	14.730	(7.486)	-	(375)	880	7.749	
Activos financieros IFRIC 12	(196.683)	(14.477)	-	13.121	36.488	(161.551)	
Otras Provisiones	250.423	(37.471)	-	(26.868)	(39.032)	147.052	
Otros Impuestos Diferidos	<b>(966.773)</b>	<b>(21.986)</b>	-	<b>45.407</b>	<b>115.909</b>	<b>(827.443)</b>	
Amortización PPA - (Enel Distribución Goias y Sao Paulo)	(682.399)	12.441	-	44.287	-	(625.671)	
Corrección Monetaria - Argentina	(265.047)	(23.900)	-	581	11.900	(276.466)	
Otros Impuestos Diferidos	(19.327)	(10.527)	-	539	104.009	74.694	
<b>Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos</b>	<b>(113.033)</b>	<b>(76.497)</b>	<b>(7.683)</b>	<b>36.099</b>	<b>(56.842)</b>	<b>(217.956)</b>	

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, IFRS 15 Y NIC 29		Movimientos					Saldo neto al 31 de diciembre de 2018
			Saldo neto al 1 de enero 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)	Saldo neto al 31 de diciembre de 2018	
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	
Depreciaciones	(332.221)	26	(332.195)	(25.314)	-	-	27.654	(19.926)	(349.781)	
Amortizaciones	(20.766)	-	(20.766)	145	-	-	2.937	490	(17.194)	
Obligaciones por beneficios post-empleo	83.769	-	83.769	1.362	59.036	262.299	(31.463)	(1.052)	373.951	
Revaluaciones de instrumentos financieros	3.278	-	3.278	(8.144)	1.103	-	(85)	(1.221)	(5.074)	
Pérdidas fiscales			274.706	-	-	-	(16.117)	-	258.589	
Provisiones	<b>144.318</b>	<b>5.626</b>	<b>149.944</b>	<b>120.906</b>	-	<b>340.549</b>	<b>(70.557)</b>	<b>52.407</b>	<b>593.249</b>	
Provisión Contingencias Civiles	46.147	-	46.147	7.183	-	218.400	(14.989)	(197)	256.544	
Provisión Contingencias Trabajadores	33.669	-	33.669	(705)	-	-	(540)	(64)	32.360	
Provisión cuentas incobrables	99.420	5.626	105.046	111.533	-	34.765	(15.218)	(251)	235.875	
Provisión cuentas de Recursos Humanos	4.782	-	4.782	6.685	-	4.028	(870)	105	14.730	
Activos financieros IFRIC 12	(119.729)	-	(119.729)	(30.739)	-	(54.965)	7.689	1.061	(196.683)	
Otras Provisiones	80.029	-	80.029	26.949	-	138.321	(46.629)	51.753	250.423	
Otros Impuestos Diferidos	<b>(133.318)</b>	<b>(302.459)</b>	<b>(435.777)</b>	<b>(130.901)</b>	<b>5</b>	<b>(542.490)</b>	<b>216.005</b>	<b>(73.615)</b>	<b>(966.773)</b>	
Amortización PPA - (Enel Distribución Goias)	(134.830)	-	(134.830)	12.105	-	(616.685)	54.726	2.285	(682.399)	
Corrección Monetaria - Argentina	(2.883)	(302.459)	(305.342)	(111.518)	-	-	151.813	-	(265.047)	
Otros Impuestos Diferidos	4.395	-	4.395	(31.488)	5	74.195	9.466	(75.900)	(19.327)	
<b>Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos</b>	<b>(254.940)</b>	<b>(296.807)</b>	<b>(551.747)</b>	<b>232.755</b>	<b>60.144</b>	<b>60.358</b>	<b>128.374</b>	<b>(42.917)</b>	<b>(113.033)</b>	

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 2019, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de MUS\$ 38.622 (MUS\$ 26.244 al 31 de diciembre de 2018) (Ver nota 3.p).

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 2019 asciende a MUS \$ 2.910.473 (MUS\$2.553.012 al 31 de diciembre de 2018). 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 2019, dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a MUS\$ 2.661.801 (MUS\$ 2.487.133 al 31 diciembre de 2018).

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	2016 - 2018
Argentina	2014 - 2018
Brasil	2014 - 2018
Colombia	2016 - 2018
Perú	2015 - 2018

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 ejercicios terminados el 30 de septiembre de 2019 y 2018:

Efectos por Impuestos a las Ganancias de los Componentes de Otros Resultados Integrales	30 de septiembre de 2019			30 de septiembre de 2018		
	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	(603)	-	(603)	(391)	-	(391)
Cobertura de Flujos de efectivo	1.965	(1.009)	956	6.022	(1.582)	4.440
Diferencias de cambio por conversión	(1.098.508)	-	(1.098.508)	(1.423.061)	-	(1.423.061)
<b>Impuesto a las Ganancias Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio</b>	<b>(1.097.146)</b>	<b>(1.009)</b>	<b>(1.098.155)</b>	<b>(1.417.430)</b>	<b>(1.582)</b>	<b>(1.419.012)</b>

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales por los ejercicios terminados el 30 de septiembre de 2019 y 2018, es la siguiente:

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados Integrales	30 de septiembre de 2019	30 de septiembre de 2018
	MUS\$	MUS\$
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales	(7.683)	(1.483)
Impuestos corrientes sobre movimientos de reservas coberturas (hedge de ingresos y derivados)	6.674	(99)
<b>Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral</b>	<b>(1.009)</b>	<b>(1.582)</b>

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

Las subsidiarias colombianas producto de este incremento en las tasas, reconocieron el 31 de diciembre de 2018 las variaciones de sus activos y pasivos por impuestos diferidos. El cargo neto a resultados fue de MUS\$ 4.662.

## 20. OTROS PASIVOS FINANCIEROS

El saldo de otros pasivos financieros al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, es el siguiente:

Otros pasivos financieros	30 de septiembre de 2019		31 de diciembre de 2018	
	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$
Préstamos que devengan intereses	1.519.004	4.818.362	1.642.504	4.621.855
Instrumentos derivados de cobertura (*)	7.978	-	5.595	13
<b>Total</b>	<b>1.526.982</b>	<b>4.818.362</b>	<b>1.648.099</b>	<b>4.621.868</b>

(\*) Ver Nota 22.2.a

### 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 2019 y 31 de diciembre de 2018, es el siguiente:

Clases de Préstamos que Devengan Intereses	30 de septiembre de 2019		31 de diciembre de 2018	
	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$
Préstamos bancarios garantizados	573.076	645.777	358.314	551.948
Préstamos bancarios no garantizados	529.768	39.115	683.339	302.308
Obligaciones con el público no garantizadas	241.566	3.264.734	441.946	2.626.127
Obligaciones con el público garantizadas	57.290	648.085	67.805	922.721
Pasivos por arrendamientos	82.885	109.747	35.667	86.306
Otros préstamos	34.419	110.904	55.433	132.445
<b>Total</b>	<b>1.519.004</b>	<b>4.818.362</b>	<b>1.642.504</b>	<b>4.621.855</b>

El desglose por monedas y vencimientos de los préstamos bancarios al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, 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 30/09/2019 MUS\$	
					Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2019 MUS\$	Vencimiento		No Corriente				
					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	USS	4,99%	3,33%	Sin Garantía	355.121	-	355.121	-	-	-	-	-	-	
Chile	CLP	6,00%	6,00%	Sin Garantía	2	-	2	-	-	-	-	-	-	
Perú	PEN	4,16%	4,10%	Sin Garantía	-	-	-	22.179	-	-	-	-	22.179	
Argentina	ARS	30,50%	30,50%	Sin Garantía	2.708	-	2.708	-	-	-	-	-	-	
Brasil	USS	4,91%	4,73%	Con Garantía	269.492	265.283	534.775	203.747	144.968	-	2.783	-	351.498	
Brasil	BRL	6,30%	6,14%	Con Garantía	7.532	21.429	28.961	169.240	24.051	21.391	12.514	36.735	263.931	
Brasil	USS	4,66%	4,65%	Sin Garantía	544	60.540	61.084	-	-	-	-	-	-	
Brasil	BRL	6,81%	6,70%	Sin Garantía	18.551	-	18.551	-	-	-	-	-	-	
Colombia	COP	6,32%	6,22%	Con Garantía	669	8.671	9.340	8.671	8.671	8.671	4.335	-	30.348	
Colombia	COP	5,76%	5,63%	Sin Garantía	1.658	90.644	92.302	7.604	5.802	985	985	1.560	16.936	
<b>Total</b>					<b>656.277</b>	<b>446.567</b>	<b>1.102.844</b>	<b>411.441</b>	<b>183.492</b>	<b>31.047</b>	<b>20.617</b>	<b>38.295</b>	<b>684.892</b>	

Cuadratura

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31/12/2018 MUS\$	
					Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2018 MUS\$	Vencimiento		No Corriente				
					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	USS	4,99%	3,36%	Sin Garantía	-	352.387	352.387	-	-	-	-	-	-	
Chile	CLP	6,00%	6,00%	Sin Garantía	1	-	1	-	-	-	-	-	-	
Perú	USS	3,52%	3,40%	Sin Garantía	424	-	424	-	-	-	-	-	-	
Perú	PEN	3,78%	3,75%	Sin Garantía	35	25.857	25.892	-	22.192	-	-	-	22.192	
Brasil	USS	4,36%	4,35%	Con Garantía	7.818	303.104	310.922	271.452	203.283	-	-	-	474.735	
Brasil	BRL	8,36%	8,20%	Con Garantía	34.829	3.229	38.058	8.145	11.471	11.677	7.728	1.239	40.260	
Brasil	USS	5,36%	5,35%	Sin Garantía	76.156	-	76.156	-	-	-	-	-	2.776	
Brasil	BRL	8,84%	8,79%	Sin Garantía	41.402	89.825	131.227	83.115	74.681	41.167	11.582	36.462	247.007	
Colombia	COP	6,37%	6,27%	Con Garantía	-	9.334	9.334	4.619	9.238	9.238	9.238	4.620	36.953	
Colombia	COP	6,21%	6,06%	Sin Garantía	66.549	30.703	97.252	28.604	1.729	-	-	-	30.333	
<b>Total</b>					<b>227.214</b>	<b>814.439</b>	<b>1.041.653</b>	<b>395.935</b>	<b>322.594</b>	<b>62.082</b>	<b>28.548</b>	<b>45.097</b>	<b>854.256</b>	

### - 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 2019 asciende a MUS\$1.733.786 (MUS\$1.856.032 al 31 de diciembre de 2018). En ambos ejercicios los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas han sido clasificados como valores razonables Nivel 2 (ver Nota 3.h).

- 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	Garantía	30 de septiembre de 2019									
											Corriente				No Corriente					
											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\$	Total No Corriente MUS\$	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU BBA INTERNATIONAL PLC	Reino Unido	USS	4,36%	4,34% Al Vencimiento		Si	771	-	771	75.779	-	-	-	-	75.779	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	CITIBANK TRADE 51301 (II)	E.E.U.U.	USS	3,74%	3,73% Al Vencimiento		Si	-	-	-	97.393	-	-	-	-	97.393	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	BNP PARIBAS 4131	E.E.U.U.	USS	8,75%	7,14% Al Vencimiento		Si	1.237	-	1.237	-	96.386	-	-	-	-	96.386
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 2012 FINAME	Brasil	BRL	3,03%	3,00% Mensual		Si	506	1.492	1.998	1.990	1.990	1.326	-	-	-	5.306
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 2012-A	Brasil	BRL	9,40%	9,16% Mensual		Si	1.482	2.935	4.417	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 2012-B	Brasil	BRL	6,53%	6,36% Mensual		Si	1.483	2.935	4.418	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 2012-F	Brasil	BRL	6,53%	6,36% Mensual		Si	32	95	127	32	-	-	-	-	-	32
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	SCOTIABANK 4131	Brasil	USS	7,55%	7,54% Trimestral		Si	282	53.442	53.724	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,03%	4,94% Semestral		No	-	5.031	5.031	4.817	4.817	-	-	-	-	9.634
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Extranjero	Banco Bogotá S.A.	Colombia	COP	5,48%	5,37% Mensual		No	19	-	19	411	985	985	985	1.560	4.926	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Extranjero	Banco Popular	Colombia	COP	6,53%	6,38% Trimestral		No	360	2	362	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,15%	5,05% Trimestral		No	70	72	142	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,19%	5,09% Trimestral		No	60	61	121	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,15%	5,05% Trimestral		No	33	33	66	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,15%	5,05% Trimestral		No	116	235	351	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,19%	5,09% Trimestral		No	76	153	229	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,26%	5,16% Trimestral		No	72	145	217	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,91%	5,78% Trimestral		No	180	544	724	314	-	-	-	-	-	314
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,80%	5,68% Trimestral		No	87	269	356	223	-	-	-	-	-	223
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,84%	5,72% Trimestral		No	134	407	541	342	-	-	-	-	-	342
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Extranjero	Banco Agrario	Colombia	COP	6,24%	6,10% Trimestral		No	451	1.372	1.823	1.497	-	-	-	-	-	1.497
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Extranjero	MUFG BANK, LTD	Japón	COP	9,11%	8,82% Al Vencimiento		No	-	24.060	24.060	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Extranjero	Línea Seguro (cammesa)	Argentina	ARS	5,03%	5,02% Al Vencimiento		No	-	58.260	58.260	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Fortaleza S.A.	Argentina	Extranjero	1.000% ARS	Argentina	ARS	1,00%	1,00% Al Vencimiento		No	2.678	-	2.678	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BANCO DO BRASIL (BDB AGRO)	Brasil	BRL	6,81%	6,70% Anual		No	18.551	-	18.551	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 12 F	Brasil	BRL	9,40%	9,16% Mensual		Si	819	1.623	2.442	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 12 B	Brasil	BRL	10,42%	10,16% Mensual		Si	920	1.623	2.443	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 12 F	Brasil	BRL	3,03%	3,00% Mensual		Si	15	45	60	14	-	-	-	-	-	14
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 12 FINAME	Brasil	BRL	6,53%	6,36% Mensual		Si	253	745	998	993	993	745	-	-	-	2.731
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BANCO DO BRASIL (BOND D)	Brasil	USS	3,74%	3,71% Al Vencimiento		Si	19	-	19	-	-	-	-	-	-	1.144
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BANCO DO BRASIL (BOND P)	Brasil	USS	6,31%	6,27% Al Vencimiento		Si	47	-	47	-	-	-	-	-	-	1.639
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB N° 16.2018.204.23875	Brasil	BRL	5,30%	5,29% Mensual		Si	283	2.248	2.531	5.393	5.393	5.393	5.393	5.393	19.325	40.846
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB N° 16.2018.204.23875	Brasil	BRL	5,30%	5,29% Mensual		Si	255	2.025	2.280	4.859	4.859	4.859	4.859	4.859	17.410	36.846
Extranjero	Emgesa S.A E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	COP	6,32%	6,22% Semestral		Si	669	8.671	9.340	8.671	8.671	8.671	4.335	-	-	30.348
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	BNP Paribas	E.E.U.U.	USS	3,25%	3,23% Al Vencimiento		No	263.151	-	263.151	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito del Peru	Perú	PEN	4,16%	4,10% Al Vencimiento		No	-	-	22.179	-	-	-	-	-	22.179	
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU 4131 CELG - CE 0720L401	Reino Unido	USS	4,17%	4,14% Al Vencimiento		Si	743	75.883	76.626	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU 4131 CELG - CE 0820L401	Reino Unido	USS	4,12%	4,09% Al Vencimiento		Si	416	95.463	95.879	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU 4131 CELG - CE 0221L401	Reino Unido	USS	4,76%	4,72% Al Vencimiento		Si	181	-	181	30.575	-	-	-	-	-	30.575
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU 4131 CELG - CE 0718L401	Reino Unido	USS	5,30%	5,27% Al Vencimiento		Si	2.540	40.495	43.035	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES -FINAME CAPITAL DE GIRO	Brasil	BRL	8,90%	8,55% Trimestral		Si	219	2.605	2.824	7.815	7.815	5.861	-	-	-	21.491
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	CITIBANK 4131 CELG I	E.E.U.U.	BRL	4,31%	4,30% Al Vencimiento		Si	909	-	909	145.424	-	-	-	-	-	145.424
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	SCOTIABANK 4131 CELG	E.E.U.U.	USS	2,84%	2,61% Trimestral		Si	105	-	105	-	48.582	-	-	-	-	48.582
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BNP Paribas NY	E.E.U.U.	USS	4,99%	3,33% Al Vencimiento		No	105.000	-	105.000	-	-	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Citibank N.A	E.E.U.U.	USS	4,99%	3,33% Al Vencimiento		No	-	35.000	-	35.000	-	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Credit Agricole CIB	E.E.U.U.	USS	4,99%	3,33% Al Vencimiento		No	-	40.121	-	40.121	-	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	JPMorgan Chase Bank	E.E.U.U.	USS	4,99%	3,33% Al Vencimiento		No	-	35.000	-	35.000	-	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Sumitomo Mitsui Banking	E.E.U.U.	USS	4,99%	3,33% Al Vencimiento		No	-	70.000	-	70.000	-	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Societe Generale	E.E.U.U.	USS	4,99%	3,33% Al Vencimiento		No	-	35.000	-	35.000	-	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BBVA New York Branch	E.E.U.U.	USS	4,99%	3,33% Al Vencimiento		No	-	35.000	-	35.000	-	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	97036000-k Línea sobregiro (banco santander)	Chile	CLP	6,00%	6,00% Al Vencimiento		No	2	-	2	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Fortaleza	Brasil	Extranjero	Banco Citibank	E.E.U.U.	USS	4,66%	4,65% Al Vencimiento		No	544	60.540	61.084	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FINEP - 1º Protocolo	Brasil	BRL	4,00%	4,00% Mensual		Si	245	367	612	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FINEP - 2º Protocolo	Brasil	BRL	5,48%	4,95% Mensual		Si	211	2.691	2.902	2.720	3.001	3.207	2.262	-	-	11.190
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Argentina	Extranjero	Bancos - intereses	Argentina	ARS	60,00%	60,00% Al Vencimiento		No	30	-	30	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totales</b>											<b>656.277</b>	<b>446.567</b>	<b>1.102.844</b>	<b>411.441</b>	<b>183.492</b>	<b>31.047</b>	<b>20.617</b>	<b>38.295</b>	<b>684.892</b>	

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	Garantía	31 de diciembre de 2018									
											Corriente		No Corriente							
											Menos de 90 días MU\$	Más de 90 días MU\$	Total Corriente MU\$	Uno a Dos Años MU\$	Dos a Tres Años MU\$	Tres a Cuatro Años MU\$	Cuatro a Cinco Años MU\$	Más de Cinco Años MU\$	Total No Corriente MU\$	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Santander	Chile	US\$	6.03%	5.02%	Al Vencimiento	No	76.126	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	CITIBANK TRADE 53543 (III)	E.E.U.U.	US\$	1.91%	1.90%	Al Vencimiento	Si	31	37.119	37.150	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU BBA INTERNATIONAL PLC	Reino Unido	US\$	4.81%	4.80%	Al Vencimiento	Si	1.583	-	1.583	-	75.601	-	-	-	75.601	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	CITIBANK TRADE 51301 (II)	E.E.U.U.	US\$	3.77%	3.76%	Al Vencimiento	Si	31	-	31	-	97.220	-	-	-	97.220	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 2011 FINAME	Brasil	BRL	8.84%	8.70%	Mensual	Si	675	1.962	2.637	2.616	1.309	-	-	-	3.925	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 2012 FINAME	Brasil	BRL	3.04%	3.00%	Mensual	Si	543	1.598	2.141	2.130	2.130	887	-	-	-	7.277
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 2012-A	Brasil	BRL	9.69%	9.45%	Mensual	Si	1.598	4.700	6.298	3.134	-	-	-	-	3.134	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 2012-B	Brasil	BRL	10.91%	10.45%	Mensual	Si	1.601	4.700	6.301	3.134	-	-	-	-	3.134	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 2012-C	Brasil	BRL	6.02%	6.65%	Mensual	Si	34	101	135	135	-	-	-	-	135	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 2012-F	Brasil	BRL	9.51%	9.50%	Mensual	Si	319	893	1.212	1.191	1.191	1.191	-	-	4.764	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 2014 FINAME	Brasil	BRL	9.99%	9.75%	Mensual	Si	1.989	5.731	7.720	7.642	-	-	-	-	15.284	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 2014-A	Brasil	BRL	9.68%	9.87%	Mensual	Si	2.407	7.126	9.533	9.501	9.501	-	-	-	19.002	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 2014-B	Brasil	BRL	13.22%	13.21%	Trimestral	Si	3.180	8.546	11.726	8.546	8.546	-	-	-	25.638	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES A1- ITAU (IPCA)	Brasil	BRL	10.81%	10.80%	Mensual	Si	1.510	4.295	5.805	5.727	5.727	3.819	-	-	15.273	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES B1- ITAU (TULP)	Brasil	BRL	10.83%	10.80%	Mensual	Si	347	-	987	1.334	1.316	877	-	-	3.509	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES C1- ITAU (TULP)	Brasil	BRL	12.69%	12.68%	Trimestral	Si	1.959	5.472	7.431	5.472	5.472	-	-	-	16.416	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES B2- BRADESCO (IPCA)	Brasil	BRL	10.81%	10.80%	Mensual	Si	966	2.749	3.715	3.665	3.665	2.443	-	-	9.773	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES B2- BRADESCO (TULP)	Brasil	BRL	10.83%	10.80%	Mensual	Si	222	632	854	842	842	561	-	-	2.245	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES C2- BRADESCO (TULP)	Brasil	BRL	12.69%	12.68%	Trimestral	Si	1.408	3.933	5.341	3.933	3.933	-	-	-	11.799	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES C3- SANTANDER (TULP)	Brasil	BRL	10.81%	10.80%	Mensual	Si	694	1.976	2.670	2.634	2.634	1.756	-	-	7.024	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES C3- SANTANDER (TJLP)	Brasil	BRL	10.92%	10.80%	Mensual	Si	160	454	614	605	605	405	-	-	1.615	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Extranjero	THE BANK OF TOKYO	Japón	COP	8.49%	8.32%	Al Vencimiento	No	63.004	-	63.094	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Extranjero	THE BANK OF TOKYO	Japón	COP	9.01%	8.82%	Al Vencimiento	No	244	24.943	25.187	24.942	-	-	-	-	24.942	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Extranjero	Banco Bogotá S.A.	Colombia	COP	6.80%	6.69%	Mensual	No	753	-	753	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Extranjero	Banco AV Villas	Colombia	COP	6.49%	6.30%	Trimestral	No	384	-	384	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Extranjero	Banco Popular	Colombia	COP	6.65%	6.36%	Trimestral	No	200	385	565	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Extranjero	Banco Popular	Colombia	COP	6.60%	6.40%	Trimestral	No	386	1.132	1.518	-	-	-	-	-	67	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5.15%	5.03%	Trimestral	No	79	225	304	67	-	-	-	-	57	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5.24%	5.12%	Trimestral	No	66	193	259	57	-	-	-	-	31	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5.28%	5.16%	Trimestral	No	35	105	140	31	-	-	-	-	220	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5.15%	5.03%	Trimestral	No	134	379	513	220	-	-	-	-	144	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5.24%	5.12%	Trimestral	No	85	248	333	144	-	-	-	-	138	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5.32%	5.20%	Trimestral	No	80	237	317	138	-	-	-	-	819	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5.98%	5.82%	Trimestral	No	206	605	811	655	164	-	-	-	465	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5.81%	5.66%	Trimestral	No	108	293	401	310	155	-	-	-	714	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5.90%	5.75%	Trimestral	No	158	449	607	476	238	-	-	-	2.736	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Extranjero	Banco Agrario	Colombia	COP	6.30%	6.13%	Trimestral	No	537	1.509	2.046	1.564	1.172	-	-	-	-	
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	PEN	3.52%	3.40%	Trimestral	No	424	-	424	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Itau CCB	Brasil	BRL	10.01%	10.00%	Anual	No	13.146	-	13.146	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BANCO DO BRASIL (BB AGRO)	Brasil	BRL	7.00%	6.93%	Anual	No	173	19.351	19.524	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	10.01%	10.00%	Mensual	No	1.374	-	1.374	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Itau (Nota Promisoria)	Brasil	BRL	6.80%	6.79%	Al Vencimiento	No	2.041	-	2.041	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 12 A	Brasil	BRL	9.69%	9.45%	Mensual	Si	883	2.598	3.481	1.732	-	-	-	-	1.732	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 12 B	Brasil	BRL	10.71%	10.45%	Mensual	Si	885	2.598	3.483	1.732	-	-	-	-	1.732	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 12 F	Brasil	BRL	6.82%	6.65%	Mensual	Si	16	48	64	65	-	-	-	-	65	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 12 FINAME	Brasil	BRL	3.04%	3.00%	Mensual	Si	271	797	1.068	1.064	1.063	1.063	532	-	3.722	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 14 A	Brasil	BRL	9.99%	9.75%	Mensual	Si	1.186	3.419	4.605	4.558	4.558	-	-	-	9.116	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 14 B	Brasil	BRL	9.88%	9.87%	Mensual	Si	1.412	4.162	5.594	5.574	5.574	-	-	-	11.148	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 14 FINAME	Brasil	BRL	9.51%	9.50%	Mensual	Si	149	418	567	557	557	557	557	-	2.228	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BANCO DO BRASIL (BOND D)	Brasil	US\$	3.76%	3.75%	Al Vencimiento	Si	9	-	9	-	-	-	-	-	1.141	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BANCO DO BRASIL (BOND P)	Brasil	US\$	7.05%	7.04%	Al Vencimiento	Si	21	-	21	-	-	-	-	-	1.635	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB N° 16.2018.204.23875	Brasil	BRL	6.34%	6.33%	Mensual	Si	137	300	437	3.009	4.513	4.513	4.513	19.554		
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB N° 16.2018.204.23875	Brasil	BRL	6.34%	6.33%	Mensual	Si	118	259	377	2.601	3.902	3.902	3.902	16.908		
Extranjero	Emergesa S.A.E.P.	Colombia	Extranjero	BVBA Colombia	Colombia	COP	6.37%	6.27%	Semestral	Si	-	9.334	9.334	4.619	9.238	9.238	9.238	9.238	36.952	
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	BNP Paribas	E.E.U.U.	USD	3.63%	3.63%	Al Vencimiento	Si	1.249	265.985	267.234	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Perú	PEN	4.16%	4.10%	Al Vencimiento	No	35	-	35	-	22.192	-	-	-	22.192	
Extranjero	Enel Peru S.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	PEN	3.40%	3.40%	Al Vencimiento	No	-	25.857	25.857	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Golias S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU 4131 CELG - CE 0720L401	Reino Unido	US\$	4.63%	4.62%	Al Vencimiento	Si	1.522	-	1.522	-	-	-	-	-	75.601	
Extranjero	Enel Distribución Golias S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU 4131 CELG - CE 0820L401	Reino Unido	US\$	4.60%	4.59%	Al Vencimiento	Si</										

## 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 2019 y 31 de diciembre de 2018, 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 30/09/2019 MU\$	
				Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2019 MU\$	Vencimiento						
				Uno a Tres Meses MU\$	Tres a Doce Meses MU\$		Uno a Dos Años MU\$	Dos a Tres Años MU\$	Tres a Cuatro Años MU\$	Cuatro a Cinco Años MU\$	Más de Cinco Años MU\$		
Chile	US\$	5,30%	Sin Garantía	10.419	-	10.419	-	-	-	-	585.763	585.763	
Chile	UF	5,75%	Sin Garantía	6.453	-	6.453	6.482	6.631	-	-	-	13.113	
Peru	US\$	6,06%	Sin Garantía	-	10.126	10.126	-	-	-	-	-	10.010	
Peru	PEN	6,26%	Sin Garantía	5.251	25.022	30.273	44.358	34.007	47.315	23.657	235.954	385.291	
Brasil	BRL	7,59%	Sin Garantía	11.284	51.729	63.013	-	83.079	253.887	290.988	323.141	951.095	
Colombia	COP	7,65%	Sin Garantía	9.107	112.175	121.282	238.552	131.510	338.040	184.056	427.304	1.319.462	
<b>Total</b>				<b>42.514</b>	<b>199.052</b>	<b>241.566</b>	<b>289.392</b>	<b>255.227</b>	<b>639.242</b>	<b>498.701</b>	<b>1.582.172</b>	<b>3.264.734</b>	

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31/12/2018 MU\$	
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2018 MU\$	Vencimiento						
				Uno a Tres Meses MU\$	Tres a Doce Meses MU\$		Uno a Dos Años MU\$	Dos a Tres Años MU\$	Tres a Cuatro Años MU\$	Cuatro a Cinco Años MU\$	Más de Cinco Años MU\$		
Chile	US\$	5,30%	Sin Garantía	-	4.471	4.471	-	-	-	-	-	584.411	
Chile	UF	5,75%	Sin Garantía	-	6.197	6.197	6.493	6.866	3.242	-	-	16.601	
Perú	US\$	6,64%	Sin Garantía	8.865	-	8.865	9.998	-	-	-	9.998	19.996	
Perú	PEN	6,34%	Sin Garantía	11.201	58.856	70.057	38.466	29.589	34.028	47.343	194.670	344.096	
Brasil	BRL	7,91%	Sin Garantía	39.767	45.425	85.192	45.523	91.691	45.152	31.142	87.900	301.408	
Colombia	COP	7,44%	Sin Garantía	204.979	62.185	267.164	101.922	310.944	267.761	149.309	529.679	1.359.615	
<b>Total</b>				<b>264.812</b>	<b>177.134</b>	<b>441.946</b>	<b>202.402</b>	<b>439.090</b>	<b>350.183</b>	<b>227.794</b>	<b>1.406.658</b>	<b>2.626.127</b>	

## c. Obligaciones con el Público Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el Público Garantizadas al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, es el siguiente:

### - Resumen de Obligaciones con el Público Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 30/09/2019 MU\$	
				Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2019 MU\$	Vencimiento						
				Uno a Tres Meses MU\$	Tres a Doce Meses MU\$		Uno a Dos Años MU\$	Dos a Tres Años MU\$	Tres a Cuatro Años MU\$	Cuatro a Cinco Años MU\$	Más de Cinco Años MU\$		
Brasil	BRL	7,01%	Con Garantía	57.290	-	57.290	144.269	168.990	166.638	168.188	-	648.085	
<b>Total</b>				<b>57.290</b>	<b>-</b>	<b>57.290</b>	<b>144.269</b>	<b>168.990</b>	<b>166.638</b>	<b>168.188</b>	<b>-</b>	<b>648.085</b>	

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31/12/2018 MU\$	
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2018 MU\$	Vencimiento						
				Uno a Tres Meses MU\$	Tres a Doce Meses MU\$		Uno a Dos Años MU\$	Dos a Tres Años MU\$	Tres a Cuatro Años MU\$	Cuatro a Cinco Años MU\$	Más de Cinco Años MU\$		
Brasil	BRL	7,31%	Con Garantía	16.266	51.539	67.805	154.273	180.705	178.330	255.098	154.315	922.721	
<b>Total</b>				<b>16.266</b>	<b>51.539</b>	<b>67.805</b>	<b>154.273</b>	<b>180.705</b>	<b>178.330</b>	<b>255.098</b>	<b>154.315</b>	<b>922.721</b>	

### - 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 2019 asciende a MUS\$4.408.839 (MUS\$4.151.256 al 31 de diciembre de 2018). Para ambos ejercicios, en consideración a los datos de entrada utilizados en la valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver nota 3 h). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver nota 3 g.4).

- Individualización de Obligaciones con el PÚblico No Garantizadas 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	Garantía	30 de septiembre de 2019									
										Corriente			No Corriente						
										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\$	Total No Corriente MUS\$	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.Colombia	Extranjero	Bonos B12-13	Colombia	COP	8.73%	8.46% No			609	-	609	-	-	-	-	55.881	55.881	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.Colombia	Extranjero	Bonos B7-14	Colombia	COP	7.41%	7.21% No			63	-	63	-	53.471	-	-	-	53.471	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.Colombia	Extranjero	Bonos E4-16	Colombia	COP	7.70%	7.49% No			784	26.013	26.797	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.Colombia	Extranjero	Bonos E5-17	Colombia	COP	7.39%	7.39% No			-	3.255	3.255	-	78.039	-	-	-	78.039	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.Colombia	Extranjero	Bonos E7-17	Colombia	COP	6.46%	6.31% No			230	-	230	-	-	-	-	57.807	57.807	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.Colombia	Extranjero	Bonos E7-18	Colombia	COP	6.74%	6.58% No			855	-	655	-	-	-	-	57.807	57.807	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.Colombia	Extranjero	Bonos B12-18	Colombia	COP	7.47%	7.27% No			755	-	755	-	-	-	-	46.245	46.245	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.Colombia	Extranjero	Bonos B5-18	Colombia	COP	6.67%	6.51% No			704	-	704	-	-	-	-	56.362	56.362	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.Colombia	Extranjero	Bonos E4-19	Colombia	COP	6.30%	6.16% No			328	-	328	-	80.930	-	-	-	80.930	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.Colombia	Extranjero	Bonos B10-19	Colombia	COP	7.44%	7.24% No			275	-	275	-	-	-	-	57.807	57.807	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	DEBENTURES 5ª EMISSÃO - 1 SÉRIE (CEAR15)	Brasil	BRL	7.26%	7.25% No			1.673	-	1.673	-	41.713	42.017	-	-	83.730	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	DEBENTURES 5ª EMISSÃO - 2 SÉRIE (CEAR25)	Brasil	BRL	10.99%	10.50% No			668	-	668	-	-	-	-	20.490	18.034	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	DEBENTURES 6ª EMISSÃO - 1 SÉRIE (CEAR16)	Brasil	BRL	7.28%	7.27% No			195	-	195	-	-	-	-	9.639	9.639	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	DEBENTURES 6ª EMISSÃO - 2 SÉRIE (CEAR26)	Brasil	BRL	10.50%	9.44% No			1.221	-	1.221	-	-	-	-	34.682	32.327	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	DEBENTURES 7ª EMISSÃO - 1 SÉRIE (COCCE17)	Brasil	BRL	6.80%	6.80% No			198	-	198	-	41.366	41.901	-	-	83.267	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	DEBENTURES 7ª EMISSÃO - 1 SÉRIE (COCCE27)	Brasil	BRL	8.72%	7.68% No			1.802	-	1.802	-	-	-	-	73.720	73.720	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	BANCO CONTINENTAL Terc Prog 8va Emisión Serie A Perú	USS	6.44%	6.34% No			-	116	116	-	-	-	-	-	10.010	10.010	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	ENEL	PEN	6.41%	6.31% No			128	-	128	-	7.393	-	-	-	-	7.393	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	BANCO SCOTIABANK Cuarto Prog 5ta Emisión Serie A Perú	USS	5.86%	5.78% No			-	10.010	10.010	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Bonos 4ta Programa - 5ta emisión Serie A	Perú	PEN	7.58%	7.44% No			-	8.970	8.970	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Bonos 4ta Programa - 9na emisión Serie A	Perú	PEN	6.38%	6.28% No			344	-	344	-	-	-	-	-	11.828	11.828
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Bonos 4ta Programa - 11ra emisión Serie A	Perú	PEN	6.15%	6.06% No			348	-	348	-	-	-	-	14.786	14.786	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Bonos 4ta Programa - 13ra emisión Serie A	Perú	PEN	5.64%	5.56% No			-	85	85	-	-	-	-	14.786	14.786	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Bonos 4ta Programa - 15va emisión Serie A	Perú	PEN	5.06%	5.00% No			235	-	235	-	-	-	-	11.829	11.829	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Bonos 4ta Programa - 12xa emisión Serie A	Perú	PEN	5.19%	5.13% No			-	137	137	-	-	-	-	14.786	14.786	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Bonos 5ta Programa - 1ra emisión Serie A	Perú	PEN	6.66%	6.75% No			-	14.888	14.888	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Bonos 5ta Programa - 5ta emisión Serie A	Perú	PEN	7.41%	7.28% No			-	79	79	-	-	-	-	10.498	10.498	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Bonos 5ta Programa - 1ra emisión Serie B	Perú	PEN	6.61%	6.50% No			347	-	347	14.786	-	-	-	14.786	14.786	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Bonos 5ta Programa - 8ta emisión Serie A	Perú	PEN	7.51%	7.38% No			473	-	473	-	-	-	-	17.743	17.743	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Bonos 5ta Programa - 9na emisión Serie A	Perú	PEN	6.90%	6.78% No			949	-	949	29.572	-	-	-	-	29.572	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Bonos 5ta Programa - 10ma emisión Serie A	Perú	PEN	6.44%	6.34% No			338	-	338	-	-	-	-	17.743	17.743	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Bonos 5ta Programa - 2da emisión Serie A	Perú	PEN	6.44%	6.34% No			-	50	50	-	-	-	-	23.657	23.657	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Bonos 5ta Programa - 19na emisión Serie A	Perú	PEN	8.29%	8.12% No			-	61	61	-	-	-	-	20.700	20.700	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Bonos 5ta Programa - 20da emisión Serie A	Perú	PEN	6.19%	6.09% No			-	420	420	-	-	-	-	29.572	29.572	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Bonos 5ta Programa - 21ma emisión Serie A	Perú	PEN	6.09%	6.00% No			-	600	600	-	-	-	-	21.410	21.410	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Bonos 6to Programa - 1 emisión Serie A	Perú	PEN	5.80%	5.72% No			644	-	644	-	-	-	-	29.572	29.572	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Bonos 6to Programa - 2 emisión Serie A	Perú	PEN	5.45%	5.38% No			-	40	40	-	-	-	-	29.572	29.572	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Bonos 6to Programa - 3 emisión Serie A	Perú	PEN	5.99%	5.91% No			845	-	845	-	-	-	-	38.443	38.443	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Bonos 6to Programa - 4 emisión Serie A	Perú	PEN	5.13%	5.06% No			-	292	292	-	-	-	-	26.615	26.615	
Extranjero	Emgesa S.A.E.S.P.	Colombia	Bonos B12-09	Colombia	COP	10.08%	9.72% No			627	-	627	25.891	-	-	-	-	25.891	
Extranjero	Emgesa S.A.E.S.P.	Colombia	Bonos B15-09	Colombia	COP	10.07%	9.71% No			218	-	218	-	-	-	-	16.041	16.041	
Extranjero	Emgesa S.A.E.S.P.	Colombia	Bonos B6-14	Colombia	COP	7.30%	7.11% No			285	31.790	32.075	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A.E.S.P.	Colombia	Bonos exterior	Colombia	COP	9.11%	8.75% No			-	1.617	1.617	25.725	-	-	-	-	25.725	
Extranjero	Emgesa S.A.E.S.P.	Colombia	Bonos quimbo	Colombia	COP	9.11%	8.75% No			-	11.623	11.623	186.936	-	-	-	-	186.936	
Extranjero	Emgesa S.A.E.S.P.	Colombia	Bonos Químico B10	Colombia	COP	7.40%	7.20% No			308	-	308	-	-	-	-	86.672	86.672	
Extranjero	Emgesa S.A.E.S.P.	Colombia	Bonos Químico B10-14	Colombia	COP	7.72%	7.51% No			510	-	510	-	-	-	-	53.846	53.846	
Extranjero	Emgesa S.A.E.S.P.	Colombia	Bonos Químico B15	Colombia	COP	7.53%	7.32% No			209	-	209	-	-	-	-	57.765	57.765	
Extranjero	Emgesa S.A.E.S.P.	Colombia	Bonos Químico B16-14	Colombia	COP	8.06%	7.82% No			463	-	463	-	-	-	-	46.931	46.931	
Extranjero	Emgesa S.A.E.S.P.	Colombia	Bonos E6-16	Colombia	COP	7.30%	7.11% No			339	37.877	38.216	-	-	-	-	-	83.797	
Extranjero	Emgesa S.A.E.S.P.	Colombia	Bonos B7-16	Colombia	COP	8.62%	8.35% No			978	-	978	-	-	-	-	-	83.797	
Extranjero	Emgesa S.A.E.S.P.	Colombia	Bonos E6-16	Colombia	COP	7.59%	7.38% No			70	-	70	-	-	-	-	86.641	86.641	
Extranjero	Emgesa S.A.E.S.P.	Colombia	Bonos UF 269	Chile	UF	7.02%	5.75% No			6.453	6.453	6.482	6.631	-	-	-	-	88.651	
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Yankee bonos Serie Única U.S. \$ 600 millones	E.E.U.U.	USS	7.76%	6.60% No			19	-	19	-	-	-	-	858	858	
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Yankee bonos Serie Única U.S. \$ 600 millones	E.E.U.U.	USS	7.76%	6.60% No			6.453	6.453	6.482	6.631	-	-	-	-	13.113	
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	USS	4.21%	4.00% No			10.400	-	10.400	-	-	-	-	-	584.905	584.905
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	DEBENTURES 10 EMISSION (AMPL10)	Brasil	BRL	6.79%	6.77% No			558	-	558	-	-	-	-	-	240.613	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	DEBENTURES - 24ª EMISSÃO 1ª SÉRIE	Brasil	BRL	7.25%	7.25% No			2.964	-	2.964	-	-	-	-	-	166.038	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	DEBENTURES - 24ª EMISSÃO 2ª SÉRIE	Brasil	BRL	7.65%	6.46% No			2.005	-	2.005	-	-	-	-	-	188.555	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	5ª Nota Promisoria	Brasil	BRL	6.53%	6.52% No			-	51.729	51.729	-	-	-	-	-	-	188.555
Total						42.514	199.052	241.566	289.392	255.227	639.242	498.701	1.582.172	3.264.734					

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 2018									
										Corriente					No Corriente				
										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\$	Total No Corriente MUS\$	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.Columbia	Extranjero	Bonos B12-13	Colombia	COP	8,23%	7,99%	No	-	613	-	-	-	-	-	-	-	59,535	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.Columbia	Extranjero	Bonos B7-14	Colombia	COP	6,92%	6,74%	No	-	74	-	56,967	-	-	-	-	-	56,966	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.Columbia	Extranjero	Bonos E4-16	Colombia	COP	7,70%	7,49%	No	97	27,714	-	-	-	-	-	-	-	27,711	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.Columbia	Extranjero	Bonos E2-17	Colombia	COP	7,04%	6,66%	No	49,481	-	-	-	-	-	-	-	-	49,481	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.Columbia	Extranjero	Bonos E5-17	Colombia	COP	7,39%	7,39%	No	5,016	-	-	83,141	-	-	-	-	-	83,141	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.Columbia	Extranjero	Bonos E7-17	Colombia	COP	6,46%	6,31%	No	-	256	-	-	-	-	-	-	-	61,586	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.Columbia	Extranjero	Bonos E7-18	Colombia	COP	6,74%	6,56%	No	910	-	-	-	-	-	-	-	-	61,586	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.Columbia	Extranjero	Bonos B12-18	Colombia	COP	6,98%	6,80%	No	-	753	-	-	-	-	-	-	-	49,269	
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.Columbia	Extranjero	Bonos B5-18	Colombia	COP	6,18%	6,04%	No	696	-	-	-	-	-	-	-	-	60,046	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero DEBÉNTURES 5º EMSSÃO - 1 SÉRIE (CEAR15)	Brasil	BRL	7,34%	7,33%	No	226	-	45,152	45,152	-	-	-	-	-	90,30	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero DEBÉNTURES 5º EMSSÃO - 2 SÉRIE (CEAR25)	Brasil	BRL	10,31%	10,30%	No	36	-	-	-	-	-	-	-	-	20,821	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	NOTA PROMISSÓRIA 10 EMSSÃO	Brasil	BRL	6,80%	6,79%	No	38,702	-	-	-	-	-	-	-	-	39,19	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	DEBÉNTURES 6º EMSSÃO - 1 SÉRIE (CEAR16)	Brasil	BRL	7,50%	7,49%	No	26	-	-	-	-	-	-	-	-	10,321	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	DEBÉNTURES 6º EMSSÃO - 2 SÉRIE (CEAR26)	Brasil	BRL	11,10%	10,51%	No	166	-	-	-	-	-	-	-	-	69,525	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero BANCO CONTINENTAL Terc Prog 1ra Emisión Serie A	Perú	PEN	6,41%	6,31%	No	-	12	12	-	-	-	-	-	-	7,39	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero BANCO CONTINENTAL Terc Prog 3ra Emisión Serie A	Perú	PEN	6,38%	6,28%	No	228	7,397	7,625	-	-	-	-	-	-	9,998	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero Banco Continental	Perú	USS	6,44%	6,34%	No	273	-	-	-	-	-	-	-	-	9,99	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero BANCO CONTINENTAL Terc Prog 8va Emisión Serie A	Perú	USS	7,93%	7,76%	No	8,447	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero BANCO SCOTIABANK Cuarto Prog 5ta Emisión Serie A	Perú	USS	5,87%	5,76%	No	145	9,998	-	-	-	-	-	-	-	9,99	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero Banco Continental S.A.	Perú	PEN	6,86%	6,75%	No	352	-	14,795	-	-	-	-	-	-	14,79	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero Banco Continental S.A.	Perú	PEN	5,80%	5,72%	No	-	221	-	-	-	-	-	-	-	29,589	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero Macrofondi	Perú	PEN	7,15%	7,03%	No	6,110	-	6,110	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero Banco Continental S.A.	Perú	PEN	6,61%	6,50%	No	107	-	107	14,795	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero Banco Continental S.A.	Perú	PEN	6,15%	6,06%	No	-	125	125	-	-	-	-	-	-	14,795	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero Macrofondi	Perú	PEN	5,64%	5,56%	No	290	-	290	-	-	-	-	-	-	14,795	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero Banco Continental S.A.	Perú	PEN	5,06%	5,00%	No	87	-	87	-	-	-	-	-	-	11,836	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero Banco Continental S.A.	Perú	PEN	5,19%	5,13%	No	326	-	326	-	-	-	-	-	-	14,795	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero Interseguro	Perú	PEN	6,38%	6,26%	No	-	159	159	-	-	-	-	-	-	11,83	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero Banco Continental S.A.	Perú	PEN	7,41%	7,26%	No	270	-	270	-	-	-	-	-	-	10,504	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero Prima AFP	Perú	PEN	7,58%	7,44%	No	264	-	264	8,876	-	-	-	-	-	8,87	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero Banco Continental S.A.	Perú	PEN	7,51%	7,36%	No	145	-	145	-	-	-	-	-	-	29,589	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero Banco Continental S.A.	Perú	PEN	6,90%	6,76%	No	-	440	440	-	-	-	-	-	-	29,589	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero Banco Continental S.A.	Perú	PEN	6,44%	6,34%	No	-	56	56	-	-	-	-	-	-	17,754	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero Banco Continental S.A.	Perú	PEN	5,93%	5,84%	No	-	29,675	29,675	-	-	-	-	-	-	17,754	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero Banco Continental S.A.	Perú	PEN	6,44%	6,34%	No	425	-	425	-	-	-	-	-	-	23,671	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero Banco Continental S.A.	Perú	PEN	6,22%	6,12%	No	579	20,713	21,292	-	-	-	-	-	-	29,589	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero Banco Continental S.A.	Perú	PEN	5,45%	5,36%	No	-	444	-	-	-	-	-	-	-	29,589	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero Banco Continental S.A.	Perú	PEN	8,29%	8,12%	No	481	-	481	-	-	-	-	-	-	20,713	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero Banco Continental S.A.	Perú	PEN	6,19%	6,06%	No	872	-	872	-	-	-	-	-	-	29,589	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero Banco Continental S.A.	Perú	PEN	6,09%	6,00%	No	-	279	279	-	-	-	-	-	-	21,424	
Extranjero	Emgesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero Bonos B10-09	Colombia	COP	9,24%	8,94%	No	49,902	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero Bonos B12-09	Colombia	COP	9,57%	9,24%	No	636	-	27,584	-	-	-	-	-	-	27,58	
Extranjero	Emgesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero Bonos B15-09	Colombia	COP	9,56%	9,24%	No	-	221	-	-	-	-	-	-	-	17,090	
Extranjero	Emgesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero Bonos B6-13	Colombia	COP	7,66%	7,45%	No	65	15,222	15,287	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero Bonos B6-14	Colombia	COP	6,80%	6,64%	No	-	283	33,862	-	-	-	-	-	-	33,86	
Extranjero	Emgesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero Bonos exterior	Colombia	COP	9,11%	8,76%	No	-	2,360	-	-	27,714	-	-	-	-	27,714	
Extranjero	Emgesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero Bonos quimbo	Colombia	COP	9,11%	8,76%	No	16,958	-	16,958	-	198,679	-	-	-	-	198,679	
Extranjero	Emgesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero Bonos Quimbo B10	Colombia	COP	6,91%	6,73%	No	-	324	-	-	-	92,330	-	-	-	92,330	
Extranjero	Emgesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero Bonos Quimbo B10-14	Colombia	COP	7,23%	7,04%	No	509	-	509	-	-	-	-	-	-	57,362	
Extranjero	Emgesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero Bonos Quimbo B12-13	Colombia	COP	8,43%	8,18%	No	-	526	-	-	-	-	-	-	-	111,716	
Extranjero	Emgesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero Bonos Quimbo B15	Colombia	COP	7,03%	6,85%	No	-	220	-	-	-	-	-	-	-	61,538	
Extranjero	Emgesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero Bonos Quimbo B16-14	Colombia	COP	7,56%	7,35%	No	-	464	-	-	-	-	-	-	-	49,997	
Extranjero	Emgesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero Bonos Quimbo B6-13	Colombia	COP	7,66%	7,45%	No	201	46,963	47,164	-	-	-	-	-	-	40,34	
Extranjero	Emgesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero Bonos Quimbo B6-14	Colombia	COP	6,80%	6,64%	No	-	338	40,346	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero Bonos B3-16	Colombia	COP	6,87%	6,70%	No	72,999	-	72,999	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero Bonos B7-16	Colombia	COP	8,11%	7,88%	No	-	984	-	-	-	-	-	-	-	89,263	
Extranjero	Emgesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero Bonos E6-16	Colombia	COP	7,59%	7,38%	No	93	-	93	-	-	-	-	-	-	92,293	
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero Yankee bonos Serie Unica U.S. \$ 600 millones	E.E.U.U.	USS	4,21%	4,00%	No	-	4,466	4,466	-	-	-	-	-	-	583,553	
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero Bonos UF 269	Chile	UF	7,02%	5,75%	No	-	6,197	6,197	6,493	6,866	3,242	-	-	-	16,60	
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	USS	7,76%	6,60%	No	-	5	5	-	-	-	-	-	-	85	
Extranjero	Enel Distribución São Paulo	Brasil	Extranjero DEBÉNTURES - 14º EMISSÃO	Brasil	BRL	9,19%	8,07%	No	611	45,425	46,036	45,523	46,539	-	-	-	-	92,06	

- Individualización de Obligaciones con el PÚblico Garantizadas 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	Garantía	30 de septiembre de 2019								
										Corriente			No Corriente					
										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\$	Total No Corriente MUS\$
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	Bonos 1º Serie 19	Brasil	BRL	7.18%	7.14%	Sí	2.878	-	2.878	144.269	-	-	-	-	144.269
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU - Nota Promissória 1º Emissão	Brasil	BRL	6.90%	6.88%	Sí	53.090	-	53.090	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución São Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÉNTURES - 23ª EMISSÃO 1ª SÉRIE	Brasil	BRL	7.11%	6.93%	Sí	436	-	436	-	168.990	-	-	-	168.990
Extranjero	Enel Distribución São Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÉNTURES - 23ª EMISSÃO 2ª SÉRIE	Brasil	BRL	7.22%	7.10%	Sí	886	-	886	-	-	166.638	168.188	-	334.826
Total										57.290	-	57.290	144.269	168.990	166.638	168.188	-	648.085

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 2018								
										Corriente			No Corriente					
										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\$	Total No Corriente MUS\$
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	Bonos 1º Serie 19	Brasil	BRL	7.39%	7.38%	Sí	390	-	390	154.273	-	-	-	-	154.273
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU - Nota Promissória 1º Emissão	Brasil	BRL	6.97%	6.96%	Sí	-	51.539	51.539	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución São Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÉNTURES - 23ª EMISSÃO 1ª SÉRIE	Brasil	BRL	7.11%	7.01%	Sí	3.567	-	3.567	-	180.705	-	-	-	180.705
Extranjero	Enel Distribución São Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÉNTURES - 23ª EMISSÃO 2ª SÉRIE	Brasil	BRL	7.22%	7.19%	Sí	7.255	-	7.255	-	178.330	179.893	-	-	358.223
Extranjero	Enel Distribución São Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÉNTURES - 23ª EMISSÃO 3ª SÉRIE	Brasil	BRL	8.24%	8.02%	Sí	5.054	-	5.054	-	-	75.205	154.315	-	229.520
Total										16.266	51.539	67.805	154.273	180.705	178.330	255.098	154.315	922.721

- Individualización de Pasivos por Arrendamientos

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Activos objetos del contrato de arrendamiento	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	30 de septiembre de 2019								
							Corriente			No Corriente					
							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\$	Total No Corriente MUS\$
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A Colombia	Vehículos y otros medios de transporte	Colombia	COP	10,83%	279	888	1.167	570	-	-	-	-	-	570
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A Colombia	Edificios	Colombia	COP	7,60%	631	2.087	2.718	1.309	669	567	351	-	-	2.896
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A Colombia	Terrenos	Colombia	COP	7,88%	24	132	156	88	82	76	70	631	-	947
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A Colombia	Plantas y Equipos de Generación	Colombia	COP	7,72%	12	73	85	44	41	10	-	-	-	95
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A Colombia	Vehículos y otros medios de transporte	Colombia	COP	7,40%	13	41	54	26	2	-	-	-	-	28
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A Colombia	Equipo y sistemas informáticos	Colombia	COP	7,59%	30	100	130	108	17	-	-	-	-	125
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Plantas y Equipos de Generación	Perú	PEN	5,97%	655	1.849	2.504	2.601	2.761	717	-	-	-	6.079
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Plantas y Equipos de Generación	Perú	PEN	5,32%	100	298	398	417	440	114	-	-	-	971
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Plantas y Equipos de Generación	Perú	PEN	4,23%	66	4.022	4.088	5.568	5.815	4.527	-	-	-	15.910
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Edificios	Perú	PEN	4,95%	53	154	207	214	225	237	250	151	1.077	20
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Edificios	Perú	PEN	4,46%	10	29	39	20	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Vehículos y otros medios de transporte	Perú	PEN	4,19%	21	52	73	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Plura S.A.	Plantas y Equipos de Generación	Perú	USD	5,80%	1.982	20.315	22.297	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Plura S.A.	Plantas y Equipos de Generación	Perú	USD	3,75%	2.430	7.188	9.618	9.582	4.791	-	-	-	-	14.373
Extranjero	Enel Generación Plura S.A.	Plantas y Equipos de Generación	Perú	USD	3,68%	602	1.825	2.427	1.873	-	-	-	-	-	1.873
Extranjero	Enel Generación Plura S.A.	Plantas y Equipos de Generación	Perú	PEN	5,70%	674	6.905	7.579	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Engesa S.A.E.S.P.	Vehículos y otros medios de transporte	Perú	PEN	7,84%	8	25	33	30	-	-	-	-	-	30
Extranjero	Engesa S.A.E.S.P.	Vehículos y otros medios de transporte	Colombia	COP	11,02%	264	136	400	35	-	-	-	-	-	35
Extranjero	Engesa S.A.E.S.P.	Edificios	Colombia	COP	7,66%	97	292	389	409	226	244	173	-	-	1.052
Extranjero	Engesa S.A.E.S.P.	Vehículos y otros medios de transporte	Colombia	COP	9,55%	247	674	924	832	366	-	-	-	-	1.198
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Vehículos y otros medios de transporte	Brasil	BRL	8,24%	3.524	4.663	8.187	5.025	4.632	3.432	3.614	-	-	6.956
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Vehículos y otros medios de transporte	Brasil	BRL	8,97%	13	22	35	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Equipo y sistemas informáticos	Brasil	BRL	6,57%	337	1.642	1.379	1.682	1.033	-	-	-	-	2.715
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Equipo y sistemas informáticos	Brasil	BRL	8,95%	1.315	3.051	4.366	1.618	-	-	-	-	-	1.618
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Edificios	Brasil	BRL	13,39%	73	381	454	350	396	304	40	-	-	1.090
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Terrenos	Brasil	BRL	9,37%	109	222	331	322	354	390	43	-	-	1.109
Extranjero	Enel Generación Peru S.A.	Vehículos y otros medios de transporte	Perú	USD	4,12%	13	37	50	9	-	-	-	-	-	9
Extranjero	Enel Generación Peru S.A.	Vehículos y otros medios de transporte	Perú	USD	4,11%	9	14	23	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Peru S.A.	Otras Propiedades, Planta y Equipo	Perú	USD	3,38%	5	-	5	3.030	-	-	-	-	-	3.030
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Edificios	Brasil	BRL	6,40%	13	10	23	11	9	-	-	-	-	20
Extranjero	Enel Brasil S.A.	Edificios	Brasil	BRL	7,39%	141	96	237	79	63	-	-	-	-	142
Extranjero	Enel Brasil S.A.	Equipo y sistemas informáticos	Brasil	BRL	0,10%	2	2	4	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel X Brasil S.A.	Terrenos	Brasil	BRL	13,11%	16	-	16	-	-	-	-	-	-	172
Extranjero	Enel X Brasil S.A.	Edificios	Brasil	BRL	7,30%	35	75	110	63	25	-	-	-	-	88
Extranjero	Enel X Brasil S.A.	Vehículos y otros medios de transporte	Brasil	BRL	8,97%	46	18	64	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Terrenos	Brasil	BRL	5,73%	29	18	47	2	1	-	-	-	-	3
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Edificios	Brasil	BRL	7,45%	503	1.032	1.535	680	293	35	30	65	-	1.103
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Vehículos y otros medios de transporte	Brasil	BRL	8,97%	107	144	251	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Cien S.A.	Otras Propiedades, Planta y Equipo	Brasil	BRL	6,16%	7	18	25	8	7	-	-	-	-	15
Extranjero	Enel Cien S.A.	Edificios	Brasil	BRL	7,02%	23	23	46	25	20	-	-	-	-	45
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Terrenos	Brasil	BRL	10,43%	22	25	47	33	29	19	17	-	-	190
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Edificios	Brasil	BRL	8,15%	1.294	1.446	2.740	1.641	1.516	959	1.053	-	-	2.540
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Vehículos y otros medios de transporte	Brasil	BRL	8,97%	174	312	486	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Terrenos	Brasil	BRL	6,48%	42	67	109	32	-	-	-	-	-	32
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Edificios	Brasil	BRL	8,79%	225	256	481	240	191	11	4	-	-	446
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Vehículos y otros medios de transporte	Brasil	BRL	7,37%	821	1.789	2.610	1.444	-	-	-	-	-	1.444
Extranjero	Enel Generación Fortaleza	Edificios	Brasil	BRL	6,40%	11	10	21	11	8	-	-	-	-	19
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Edificios	Argentina	ARS	0,62%	-	6	6	9	-	-	-	-	-	9
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Vehículos y otros medios de transporte	Chile	UF	0,01%	2	6	8	8	-	-	-	-	-	8
<b>Total</b>							<b>18.572</b>	<b>64.313</b>	<b>82.885</b>	<b>43.212</b>	<b>27.056</b>	<b>14.350</b>	<b>8.149</b>	<b>16.980</b>	<b>109.747</b>

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Activos objetos del contrato de arrendamiento	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	31 de diciembre de 2018								
							Corriente			No Corriente					
							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\$	Total No Corriente MUS\$
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A Colombia	Vehículos y otros medios de transporte	Colombia	COP	11,92%	272	812	1.084	1.599	-	-	-	-	-	1.599
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Plantas y Equipos de Generación	Perú	PEN	5,11%	828	2.431	3.259	6.340	6.650	5.298	1.657	-	-	10.945
Extranjero	Enel Generación Plura S.A.	Plantas y Equipos de Generación	Perú	USD	4,55%	5.012	14.894	19.906	32.303	10.823	2.393	-	-	-	45.519
Extranjero	Enel Generación Plura S.A.	Plantas y Equipos de Generación	Perú	PEN	5,58%	674	2.023	2.697	6.909	-	-	-	-	-	6.909
Extranjero	Engesa S.A.E.S.P.	Vehículos y otros medios de transporte	Colombia	COP	10,33%	187	472	659	53	-	-	-	-	-	53
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Equipo y sistemas informáticos	Brasil	BRL	30,85%	191	584	775	384	223	25	-	-	-	632
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Vehículos y otros medios de transporte	Brasil	BRL	21,56%	1.775	5.026	6.801	3.730	2.760	1.531	538	1.702	-	10.261
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Edificios	Brasil	BRL	13,39%	116	370	486	292	331	376	389	-	-	1.388
<b>Total</b>							<b>9.055</b>	<b>26.612</b>	<b>35.667</b>	<b>51.610</b>	<b>20.787</b>	<b>9.623</b>	<b>2.584</b>	<b>1.702</b>	<b>86.306</b>

- 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 2019								
								Corriente			No Corriente					
								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\$	Total No Corriente MUS\$
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	BRL	6,00%	391	1.096	1.487	1.251	676	389	32	-	2.348
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	-	3.392	3.392	5.178	4.963	5.074	4.756	22.782	42.753
Extranjera	Emgesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjera	Banco Santander	España	COP	6,50%	468	-	468	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goías S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	BRL	6,00%	172	517	689	614	614	614	460	-	2.302
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	Mútuo CelgPar 41211376/2014	Brasil	BRL	6,80%	716	2.002	2.718	1.979	2.171	2.377	2.597	9.551	18.675
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC Série A	Brasil	BRL	9,45%	3.452	16.683	20.135	10.736	10.736	8.557	-	-	30.029
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC Série B	Brasil	BRL	13,04%	2.051	3.479	5.530	5.420	5.390	3.987	-	-	14.797
Total								7.250	27.169	34.419	25.178	24.550	20.998	7.845	32.333	110.904

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 2018								
								Corriente			No Corriente					
								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\$	Total No Corriente MUS\$
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	BRL	6,00%	472	1.363	1.835	1.565	1.145	632	348	-	3.690
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	-	14.322	14.322	4.200	6.643	7.142	8.242	14.002	40.229
Extranjera	Emgesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjera	Banco Santander	España	COP	6,15%	14.679	-	14.679	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goías S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	BRL	6,00%	185	554	739	690	690	690	345	3.105	
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	Mútuo CelgPar 41211376/2014	Brasil	BRL	6,80%	732	2.040	2.772	2.060	2.256	2.466	2.689	12.665	22.136
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC Série A	Brasil	BRL	9,67%	3.733	6.614	10.347	10.437	10.437	4.605	-	35.916	
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC Série B	Brasil	BRL	14,15%	2.164	6.046	8.210	7.682	7.682	4.323	-	27.369	
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	ITAU - Nota Promissória 1º Emissão	Brasil	BRL	6,96%	2.529	-	2.529	-	-	-	-	-	-
Total								24.494	30.939	55.433	26.634	28.853	29.049	20.897	27.012	132.445

d. Deuda de cobertura.

Al 30 de septiembre de 2019, del total de la deuda denominada en dólares estadounidenses ("US\$") del Grupo, MUS\$29.346 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\$40.867 al 31 de diciembre de 2018) (Ver Nota 3.n).

El movimiento por los períodos terminados el 30 de septiembre 2019 y 2018, en el rubro "Reservas de coberturas de flujo de caja" por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$
<b>Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto</b>	<b>(9.882)</b>	<b>(9.754)</b>
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	99	(507)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	(12)	672
Diferencias de conversión	4	172
<b>Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto</b>	<b>(9.791)</b>	<b>(9.417)</b>

e. Otros aspectos.

Al 30 de septiembre de 2019, el Grupo Enel Américas tiene a su disposición líneas de crédito de largo plazo en forma incondicional por MUS\$705.000 (MUS\$1.000.000 al 31 de diciembre de 2018).

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						Total No Corriente al 30/09/2019 MUS\$	
			Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2019 MUS\$	Vencimiento			Total No Corriente al 30/09/2019 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\$	3,33%	350.990	-	350.990	-	-	-	-	-	-	-	
Perú	PEN	4,10%	690	920	1.610	22.847	-	-	-	-	-	22.847	
Colombia	COP	5,93%	36.829	104.984	141.813	18.676	15.947	10.388	5.501	1.629	52.141		
Brasil	US\$	4,69%	341.333	610.358	951.691	355.771	49.581	134	2.852	-	408.338		
Brasil	BRL	6,42%	32.924	62.157	95.081	38.697	128.497	24.755	14.454	40.037	246.440		
Argentina	ARS	30,50%	-	2.708	2.708	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Total</b>			<b>762.766</b>	<b>781.127</b>	<b>1.543.893</b>	<b>435.991</b>	<b>194.025</b>	<b>35.277</b>	<b>22.807</b>	<b>41.666</b>	<b>729.766</b>		

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente						Total No Corriente al 31/12/2018 MUS\$	
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2018 MUS\$	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2018 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\$	3,36%	2.999	351.000	353.999	-	-	-	-	-	-	-	
Perú	US\$	3,40%	422	-	422	-	-	-	-	-	-	-	
Perú	PEN	3,75%	26.165	717	26.882	956	22.674	-	-	-	-	23.630	
Colombia	COP	6,07%	68.134	44.924	113.058	41.705	12.869	10.420	9.741	-	-	74.735	
Brasil	US\$	4,53%	82.801	322.745	405.546	284.051	206.196	134	134	2.821	-	493.336	
Brasil	BRL	8,59%	75.422	116.056	191.478	112.716	99.173	58.994	21.879	41.612	-	334.374	
<b>Total</b>			<b>255.943</b>	<b>835.442</b>	<b>1.091.385</b>	<b>439.428</b>	<b>340.912</b>	<b>69.548</b>	<b>31.754</b>	<b>44.433</b>	<b>926.075</b>		

- Resumen de obligaciones con el público garantizadas y no garantizadas por monedas y vencimiento

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente				No Corriente				Total No Corriente al 30/09/2019	
			Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2019	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%	6.282	18.846	25.128	25.128	25.128	25.128	653.217	753.729		
Chile	UF	5,75%	3.435	4.089	7.524	7.341	7.148	-	-	14.489		
Perú	US\$	6,06%	298	10.895	11.193	625	625	625	625	12.085	14.585	
Perú	PEN	6,31%	6.339	42.510	48.849	66.357	54.187	65.351	39.366	303.094	528.355	
Colombia	COP	7,18%	26.636	173.957	200.593	378.635	236.139	302.710	222.326	513.569	1.653.379	
Brasil	BRL	7,34%	76.914	135.916	212.830	416.874	337.916	487.609	328.239	351.293	1.921.931	
<b>Total</b>			<b>119.904</b>	<b>386.213</b>	<b>506.117</b>	<b>894.960</b>	<b>661.143</b>	<b>881.423</b>	<b>615.684</b>	<b>1.833.258</b>	<b>4.886.468</b>	

  

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente				No Corriente				Total No Corriente al 31/12/2018	
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2018	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%	6.265	18.794	25.059	25.059	25.059	25.059	671.868	772.104		
Chile	UF	5,75%	571	7.703	8.274	8.011	7.732	3.757	-	-	19.500	
Perú	US\$	6,64%	8.513	885	9.398	11.039	617	617	617	12.520	25.410	
Perú	PEN	6,34%	12.238	74.973	87.211	59.512	47.306	50.068	61.039	258.872	476.797	
Colombia	COP	7,44%	199.799	141.016	340.815	200.620	385.414	329.556	191.919	624.854	1.732.363	
Brasil	BRL	7,91%	61.663	164.272	225.935	283.858	339.053	274.230	322.022	267.150	1.486.313	
<b>Total</b>			<b>289.049</b>	<b>407.643</b>	<b>696.692</b>	<b>588.099</b>	<b>805.181</b>	<b>683.287</b>	<b>600.656</b>	<b>1.835.264</b>	<b>4.512.487</b>	

- Resumen de arrendamiento financiero por monedas y vencimiento

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente				No Corriente				Total No Corriente al 30/09/2019	
			Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2019	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\$		
Argentina	ARS	0,62%	4	10	14	12	1	-	-	-	13	
Perú	US\$	4,14%	5.569	30.528	36.097	14.967	4.851	-	-	-	19.818	
Perú	PEN	5,33%	1.974	14.582	16.556	9.831	9.764	5.697	264	154	25.710	
Colombia	COP	8,58%	2.060	4.758	6.818	4.131	1.758	748	295	1.058	7.990	
Brasil	BRL	7,70%	11.965	26.916	38.881	25.073	18.162	12.952	10.958	18.313	85.458	
Chile	UF	0,01%	2	6	8	8	-	-	-	-	8	
<b>Total</b>			<b>21.574</b>	<b>76.800</b>	<b>98.374</b>	<b>54.022</b>	<b>34.536</b>	<b>19.397</b>	<b>11.517</b>	<b>19.525</b>	<b>138.997</b>	

  

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente				No Corriente				Total No Corriente al 31/12/2018	
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2018	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\$		
Perú	US\$	4,34%	5.756	16.939	22.695	33.725	11.180	2.417	-	-	47.322	
Perú	PEN	5,23%	1.944	5.748	7.692	14.398	7.223	5.492	1.671	-	28.784	
Colombia	COP	9,60%	517	1.325	1.842	1.086	98	-	-	-	1.184	
Brasil	BRL	20,35%	2.599	7.182	9.781	5.443	3.925	2.324	1.197	2.002	14.891	
<b>Total</b>			<b>10.816</b>	<b>31.194</b>	<b>42.010</b>	<b>54.652</b>	<b>22.426</b>	<b>10.233</b>	<b>2.868</b>	<b>2.002</b>	<b>92.181</b>	

- Resumen de otras obligaciones por monedas y vencimiento

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente						Total No Corriente al 30/09/2019	
			Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2019 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\$			
Argentina	US\$	0,25%	43	4.220	4.263	3.644	9.389	9.351	3.690	17.480	43.554		
Brasil	BRL	8,26%	8.997	35.410	44.407	31.183	28.506	22.345	3.817	10.560	96.411		
Colombia	COP	6,50%	473	-	473	-	-	-	-	-	-		
<b>Total</b>			<b>9.513</b>	<b>39.630</b>	<b>49.143</b>	<b>34.827</b>	<b>37.895</b>	<b>31.696</b>	<b>7.507</b>	<b>28.040</b>	<b>139.965</b>		

  

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente						Total No Corriente al 31/12/2018	
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2018 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\$			
Argentina	US\$	0,25%	2.091	12.576	14.667	2.783	10.911	4.115	4.136	20.515	42.460		
Brasil	BRL	7,68%	10.293	30.195	40.488	35.824	33.141	29.992	18.085	14.742	131.784		
Colombia	COP	6,15%	14.821	-	14.821	-	-	-	-	-	-		
<b>Total</b>			<b>27.205</b>	<b>42.771</b>	<b>69.976</b>	<b>38.607</b>	<b>44.052</b>	<b>34.107</b>	<b>22.221</b>	<b>35.257</b>	<b>174.244</b>		

## 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:**

	30/09/2019 %	31/12/2018 %
Tasa de interés fijo	39%	59%

### 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 filiales 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 2019, había operaciones de contratos de compra de futuros de energía vigentes por 1.32 GWh. Dichas compras respaldan contratos de venta de energía en el mercado mayorista. Al 30 de Septiembre de 2019 se han liquidado en el año 3.96 GWh de compra de futuros de energía con finalidad de cobertura del portafolio de contratación.

Al 31 de Diciembre de 2018, habían operaciones de contratos de compra de futuros de energía vigentes por 5.28 GWh. Dichas compras respaldan contratos de venta de energía en el mercado mayorista. Al 31 de Diciembre de 2018 se han liquidado en el año 10.92 GWh de contratos de venta y 7.2 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 periodo 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 20 y 22).

Al 30 de septiembre de 2019, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$ 1.640.240 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$ 705.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2018, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$1.904.285 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$ 1.000.000 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 periodo (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 anteriormenete comentadas corresponde a MUS\$ 353.000.

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 2019 y 31 de diciembre de 2018, es el siguiente:

	30 de septiembre de 2019			
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros medidos a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	Derivados financieros de cobertura
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	3.559.980	-	-
Instrumentos derivados	53	-	-	118.349
Otros activos de carácter financiero	94.109	93.322	-	-
<b>Total Corriente</b>	<b>94.162</b>	<b>3.653.302</b>	-	<b>118.349</b>
Instrumentos de patrimonio	-	-	310	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	608.056	-	-
Instrumentos derivados	19.174	-	-	43.958
Otros activos de carácter financiero	2.452.529	331.872	-	-
<b>Total No Corriente</b>	<b>2.471.703</b>	<b>939.928</b>	<b>310</b>	<b>43.958</b>
<b>Total</b>	<b>2.565.865</b>	<b>4.593.230</b>	<b>310</b>	<b>162.307</b>

  

	31 de diciembre de 2018			
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros medidos a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	Derivados financieros de cobertura
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	3.565.359	-	-
Instrumentos derivados	3.311	-	-	41.113
Otros activos de carácter financiero	128.956	37.013	-	-
<b>Total Corriente</b>	<b>132.267</b>	<b>3.602.372</b>	-	<b>41.113</b>
Instrumentos de patrimonio	-	-	753	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	908.160	-	-
Instrumentos derivados	13.344	-	-	56.385
Otros activos de carácter financiero	2.371.649	354.344	-	-
<b>Total No Corriente</b>	<b>2.384.993</b>	<b>1.262.504</b>	<b>753</b>	<b>56.385</b>
<b>Total</b>	<b>2.517.260</b>	<b>4.864.876</b>	<b>753</b>	<b>97.498</b>

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, es el siguiente:

	30 de septiembre de 2019		
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Derivados financieros de cobertura
	MU\$	MU\$	MU\$
Préstamos que devengán interés	-	1.519.004	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	3.542.809	-
Instrumentos derivados	3.766	-	4.212
<b>Total Corriente</b>	<b>3.766</b>	<b>5.061.813</b>	<b>4.212</b>
Préstamos que devengán interés	-	4.818.362	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	2.402.830	-
<b>Total No Corriente</b>	<b>3.766</b>	<b>7.221.192</b>	-
<b>Total</b>	<b>3.766</b>	<b>12.283.005</b>	<b>4.212</b>

	31 de diciembre de 2018		
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Derivados financieros de cobertura
	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Préstamos que devengán interés	-	1.642.504	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	6.892.192	-
Instrumentos derivados	380	-	5.215
<b>Total Corriente</b>	<b>380</b>	<b>8.534.696</b>	<b>5.215</b>
Préstamos que devengán interés	-	4.621.855	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	930.891	-
Instrumentos derivados	-	-	13
<b>Total No Corriente</b>	<b>-</b>	<b>5.552.746</b>	<b>13</b>
<b>Total</b>	<b>380</b>	<b>14.087.442</b>	<b>5.228</b>

## 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 2019 y 31 de diciembre de 2018, 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 2019				31 de diciembre de 2018			
	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:	8	7.326	1.547	-	442	-	1.599	-
Cobertura flujos de caja	8	7.326	1.547	-	442	-	1.599	-
Cobertura de tipo de cambio:	118.394	55.806	4.215	-	43.982	69.729	3.996	13
Cobertura de flujos de caja	118.394	36.632	4.215	-	40.671	56.385	3.681	13
Cobertura de valor razonable	-	19.174	-	-	3.311	13.344	315	-
<b>TOTAL</b>	<b>118.402</b>	<b>63.132</b>	<b>5.762</b>	<b>-</b>	<b>44.424</b>	<b>69.729</b>	<b>5.595</b>	<b>13</b>

### - 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 30/09/2019 MUS\$	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31/12/2018 MUS\$
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	5.829	(567)
SWAP	Tasa de Interés	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(41)	(592)
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	169.625	109.551
FORWARD	Tipo de cambio	Ingresos operacionales	359	153

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, 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 seis meses terminados el 30 de septiembre de 2019 y 2018, ha sido la siguiente:

	30 de septiembre de 2019		30 de septiembre de 2018	
	Ingresos MUS\$	Gastos MUS\$	Ingresos MUS\$	Gastos MUS\$
Instrumento derivado	5.499	-	-	(34.649)
Partida subyacente	60	-	526	-
<b>TOTAL</b>	<b>5.559</b>	<b>-</b>	<b>526</b>	<b>(34.649)</b>

## b) Activos y pasivos por instrumentos derivados a valor razonable con cambios en resultados

Al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, 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 2019				31 de diciembre de 2018			
	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)	31.688	-	-	-	23.584	-	-	-

- (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 NIIF 9 "Instrumentos Financieros".

## 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 2019 y 31 de diciembre de 2018, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nacionales o contractuales:

Derivados Financieros	Valor Razonable MUS\$	30 de septiembre de 2019					
		Valor Nocial					
		Antes de 1 Año MUS\$	1-2 Años MUS\$	2-3 Años MUS\$	3-4 Años MUS\$	4-5 Años MUS\$	Total MUS\$
<b>Cobertura de tipo de interés:</b>	<b>5.787</b>	<b>122.674</b>	-	-	-	-	<b>122.674</b>
Cobertura de flujos de caja	5.787	122.674	-	-	-	-	122.674
<b>Cobertura de tipo de cambio:</b>	<b>169.985</b>	<b>499.393</b>	<b>296.960</b>	<b>48.026</b>	-	-	<b>844.379</b>
Cobertura de flujos de caja	150.811	499.393	220.118	48.026	-	-	767.537
Cobertura de valor razonable	19.174	-	76.842	-	-	-	76.842
<b>Derivados no designados contablemente de cobertura</b>	<b>31.688</b>	<b>317.453</b>	-	-	-	-	<b>317.453</b>
<b>TOTAL</b>	<b>207.460</b>	<b>939.520</b>	<b>296.960</b>	<b>48.026</b>	-	-	<b>1.284.506</b>

  

Derivados Financieros	Valor Razonable MUS\$	31 de diciembre de 2018					
		Valor Nocial					
		Antes de 1 Año MUS\$	1-2 Años MUS\$	2-3 Años MUS\$	3-4 Años MUS\$	4-5 Años MUS\$	Total MUS\$
<b>Cobertura de tipo de interés:</b>	<b>(1.157)</b>	<b>697.840</b>	-	-	-	-	<b>697.840</b>
Cobertura de flujos de caja	(1.157)	697.840	-	-	-	-	697.840
<b>Cobertura de tipo de cambio:</b>	<b>109.702</b>	<b>441.328</b>	<b>229.689</b>	<b>172.912</b>	-	-	<b>843.929</b>
Cobertura de flujos de caja	93.362	369.655	229.689	90.327	-	-	689.671
Cobertura de valor razonable	16.340	71.673	-	82.585	-	-	154.258
<b>Deivados no designados contablemente de cobertura</b>	<b>23.584</b>	<b>577.390</b>	-	-	-	-	<b>577.390</b>
<b>TOTAL</b>	<b>132.129</b>	<b>1.716.558</b>	<b>229.689</b>	<b>172.912</b>	-	-	<b>2.119.159</b>

El monto nocional 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 3.g.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	30/09/2019 MUS\$	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
		Nivel 1 MUS\$	Nivel 2 MUS\$	Nivel 3 MUS\$
<b>Activos Financieros :</b>				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	162.360	-	162.360	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	19.174	-	19.174	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	31.688	-	31.688	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	310	-	310	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	2.514.950	62.482	2.452.468	-
<b>Total</b>	<b>2.728.482</b>	<b>62.482</b>	<b>2.666.000</b>	<b>-</b>
<b>Pasivos Financieros:</b>				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	5.762	-	5.762	-
<b>Total</b>	<b>5.762</b>	<b>-</b>	<b>5.762</b>	<b>-</b>
Instrumentos financieros medidos a valor razonable	31/12/2018 MUS\$	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
		Nivel 1 MUS\$	Nivel 2 MUS\$	Nivel 3 MUS\$
<b>Activos Financieros :</b>				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	97.498	-	97.498	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	16.655	-	16.655	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	23.584	-	23.584	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	753	-	753	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	2.477.021	105.386	2.371.635	-
<b>Total</b>	<b>2.615.511</b>	<b>105.386</b>	<b>2.510.125</b>	<b>-</b>
<b>Pasivos Financieros:</b>				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	5.293	-	5.293	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	315	-	315	-
<b>Total</b>	<b>5.608</b>	<b>-</b>	<b>5.608</b>	<b>-</b>

### 23. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El detalle de acreedores comerciales y otras cuentas por pagar al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corriente		No Corriente	
	30-09-2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	30-09-2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$
<b>Acreedores comerciales</b>				
Proveedores por compra de energía	1.013.975	1.069.698	160.758	194.586
Proveedores por compra de combustibles y gas	29.360	19.296	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	792.246	908.269	9.347	12.094
Cuentas por pagar por compra de activos	60.745	109.457	10.659	15.066
<b>Sub total</b>	<b>1.896.326</b>	<b>2.106.720</b>	<b>180.764</b>	<b>221.746</b>
<b>Otras cuentas por pagar</b>				
Dividendos por pagar a terceros	117.761	218.424	-	-
Cuentas por pagar con CAMMESA (1) (3)	193.981	304.259	53.724	183.843
Multas y reclamaciones (2) (3)	29.250	164.123	95.713	-
Obligaciones investigación y desarrollo	117.515	110.996	95.138	99.334
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	173.727	220.722	1.550	2.165
Cuentas por pagar al personal	164.926	196.351	-	103
PIS/COFINS sobre IVA para ser devueltos al consumidor (4)	-	-	1.529.175	-
Passivo Regulatorio Filiales Brasileñas (5)	488.821	568.085	152.973	401.029
Acuerdo Enel Distribución Sao Paulo con Eletrobras (6)	82.489	-	240.997	-
Otras cuentas por pagar	79.227	226.567	54.346	24.836
<b>Sub total</b>	<b>1.447.697</b>	<b>2.009.527</b>	<b>2.223.616</b>	<b>711.310</b>
<b>Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar</b>	<b>3.344.023</b>	<b>4.116.247</b>	<b>2.404.380</b>	<b>933.056</b>

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en nota 21.4.

(1) Al 30 de septiembre de 2019, en nuestra filial Edesur, se incluyen MUS\$184.163 de cuentas por pagar por compras de energía eléctrica a CAMMESA (MUS\$ 257.715 al 31 de diciembre de 2018). Adicionalmente, se incluye un total de MUS\$ 63.542 (MUS\$ 230.387 al 31 de diciembre de 2018) 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 2019, se incluye MUS\$78.759 (MUS\$ 48.555 al 31 de diciembre de 2018) como resultado de la aplicación de la Resolución ENRE N°1/2016.

(3) Con fecha 14 de junio de 2019, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Edesur ratificó el acuerdo alcanzado con la Secretaría de Gobierno de Energía (actuando ésta en representación del Estado Nacional argentino) en relación a Regularización de Obligaciones, según la cual se pone fin a los reclamos recíprocos pendientes originados en el periodo de transición 2006-2016. Mediante dicho acuerdo, Edesur se obligó a pagar deudas remanentes originadas en el mencionado periodo de transición y ejecutar inversiones adicionales a las establecidas en la Revisión Tarifaria Integral por un monto total de MUS\$ 74.638 (aproximadamente AR\$ 4.280 millones), erogaciones que serán realizadas en un plazo máximo de 5 años, destinadas a contribuir a la mejora, confiabilidad y seguridad del servicio.

A su vez, el Estado Nacional se comprometió a hacer suyas obligaciones de Edesur provenientes de deudas por mutuos, compras de energía y deudas sociales generadas en los años 2017 y 2018, y a condonaciones de sanciones con destino a la Administración Pública. El monto total comprometido bajo estos conceptos asciende MUS\$ 212.508 (aproximadamente AR\$ 12.183 millones), reducción de pasivos que fue registrada como otros ingresos operacionales (ver nota 27).

(4) Ver nota 10, referente a Impuestos Pis/Cofins a recuperar.

(5) ver nota 11 (i).

(6) Corresponde a un acuerdo efectuado por Enel Distribución Sao Paulo y Eletrobrás que pone término a un juicio que ambas partes mantenían desde 1986. Los montos en cuestión estaban debidamente provisionados. (ver nota 24 y 34.3.b.33).

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, se expone en Anexo 3.

## 24. PROVISIONES

a) El desglose de las provisiones al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, es el siguiente:

Provisiones	Corriente		No corriente	
	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$
Por reclamaciones legales	232.865	387.763	852.487	1.303.973
Por desmantelamiento o restauración (*)	28.556	30.245	52.965	57.475
Provisión Medio Ambiente	769	1.044	609	721
Otras provisiones	3.332	3.811	1.186	1.807
<b>Total</b>	<b>265.522</b>	<b>422.863</b>	<b>907.247</b>	<b>1.363.976</b>

(\*) Principalmente de Emgesa, cuyo plan de restauración incluye obligaciones por 24 años desde su inicio, esto es, un proyecto piloto de 4 años y luego 20 años de ejecución del plan propuesto. En el mismo sentido, hay obligaciones permanentes derivadas de la licencia ambiental que deben cumplirse por la vida útil del proyecto.

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 periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2019 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018, es el siguiente:

Provisiones	Por Reclamaciones Legales MUS\$	Por Desmantelamiento o Restauración MUS\$	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones MUS\$	Total MUS\$
<b>Movimientos en Provisiones</b>				
<b>Saldo inicial al 01/01/2019</b>	<b>1.691.736</b>	<b>87.720</b>	<b>7.383</b>	<b>1.786.839</b>
Incremento (Decreimento) en Provisiones Existentes (1)	(304.615)	(37)	6.997	(297.655)
Provisión Utilizada	(204.408)	(7.321)	(7.316)	(219.045)
Actualización efectos	88.501	5.073	105	93.679
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(121.421)	(3.914)	(1.153)	(126.488)
Transferencia P&L	(64.441)	-	(120)	(64.561)
<b>Total Movimientos en Provisiones</b>	<b>(606.384)</b>	<b>(6.199)</b>	<b>(1.487)</b>	<b>(614.070)</b>
<b>Saldo final al 30/09/2019</b>	<b>1.085.352</b>	<b>81.521</b>	<b>5.896</b>	<b>1.172.769</b>

Provisiones	Por Reclamaciones Legales MUS\$	Por Desmantelamiento o Restauración MUS\$	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones MUS\$	Total MUS\$
<b>Movimientos en Provisiones</b>				
<b>Saldo inicial al 01/01/2018</b>	<b>828.490</b>	<b>90.278</b>	<b>11.503</b>	<b>930.271</b>
Incremento (Decreimento) en Provisiones Existentes	331.820	14.798	(38.889)	307.729
Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios	869.545	-	65.943	935.488
Provisión Utilizada	(159.421)	(13.855)	(31.138)	(204.414)
Actualización efectos	143.917	2.997	280	147.194
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(232.915)	(6.498)	(316)	(239.729)
Transferencias P&L	(89.700)	-	-	(89.700)
<b>Total Movimientos en Provisiones</b>	<b>863.246</b>	<b>(2.558)</b>	<b>(4.120)</b>	<b>856.568</b>
<b>Saldo final al 31/12/2018</b>	<b>1.691.736</b>	<b>87.720</b>	<b>7.383</b>	<b>1.786.839</b>

(1) Incluye una reclasificación efectuada a Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, que se origina en un acuerdo efectuado por Enel Distribución Sao Paulo y Eletrobrás que pone término a un juicio que ambas partes mantenían desde 1986. (ver nota 23 y 34.3.b.33)

## 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 3.m.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.
- **Plan de salud:** De acuerdo a convenio Colectivo las compañías proporcionan un Plan de Salud para sus trabajadores. Este Beneficio es otorgado a los funcionarios de las compañías brasileñas (Enel Distribución Goiás, Enel Distribución Rio y Enel Distribución Ceará) y colombianas (Emgesa y Codensa).

#### b) Otros Beneficios

**Quinquenios:** Es un beneficio que tienen ciertos empleados cada 5 años y se causa a partir del segundo año, este beneficio es otorgado a los trabajadores de Emgesa y Codensa.

**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, 5 años, este beneficio es otorgado a los trabajadores de Enel Américas.

**Cesantías:** Es una prestación social que se paga independientemente de que el empleado sea despedido o se retire. Este beneficio es de causación diaria y se liquida en el momento de terminación del contrato (aunque la ley permite hacer retiros parciales para vivienda y estudio). Rige para los Trabajadores de Emgesa y Codensa.

**Premios por antigüedad Perú:** 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 periodo 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

**Planes de Educación y Energía:** De acuerdo a Convenio Colectivo las compañías colombianas Emgesa y Codensa otorga a sus trabajadores beneficios de Educación y Tarifa Eléctrica.

#### 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 2019 y 31 de diciembre de 2018, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas y el plan de activos relacionado se resume como sigue:

Cuentas contables:

	Saldo al	
	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$
Obligaciones post empleo	4.204.922	4.235.466
(-) Plan de activos (*)	(3.011.088)	(2.919.501)
Total	1.193.834	1.315.965
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	21.481	21.463
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (****)	5.678	6.079
<b>Total Obligaciones Post Empleo, neto (i)</b>	<b>1.220.993</b>	<b>1.343.507</b>

Conciliación con cuentas contables:

(i) Obligaciones Post Empleo, neto	Saldo al	
	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$
Obligación Post Empleo corto plazo	-	-
Obligación Post Empleo largo plazo	1.220.993	1.343.507
Planes de Pension	1.099.319	1.214.435
Planes de Salud	98.210	101.895
Otros Planes	23.464	27.177
<b>Total Obligaciones Post Empleo, neto</b>	<b>1.220.993</b>	<b>1.343.507</b>

(\*) 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., Enel Distribución São Paulo S.A. y Enel Distribución Goiás).

(\*\*) En Enel Distribución Ceará S.A., ciertos planes de pensiones, presentan un superávit actuarial por un monto de MUS\$21.481 al 30 de septiembre de 2019 (MUS\$21.463 al 31 de diciembre de 2018), 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\$5.678 al 30 de septiembre de 2019 (MUS\$6.079 al 31 de diciembre de 2018) correspondiente a los contratos de deudas actuariales que la empresa firmó con Brasileetros (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 2019 y 2018, son los siguientes:

Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	Saldo al	
	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	7.424	3.807
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	271.933	172.511
Ingresos por intereses activos del plan	(191.085)	(122.092)
Costos de Servicios Pasados	-	10
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	1.543	-
<b>Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales</b>	<b>89.815</b>	<b>54.236</b>

- c) La presentación del pasivo actuarial neto al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, es la siguiente:

Pasivo Actuarial Neto	MUS\$
<b>Saldo inicial al 01/01/2018</b>	<b>388.931</b>
Costo Neto por Intereses	83.421
Costos de los Servicios en el Período	6.383
Beneficios Pagados en el Período	(15.778)
Aportaciones del Período	(94.629)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	272.123
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	71.519
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(121.042)
Cambios del Límite de Activo	(25.081)
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	(19.992)
Costo de Servicio pasado Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(850)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	870.687
Traspaso del personal	88
Diferencia de conversión	(72.273)
<b>Saldo final al 31/12/2018</b>	<b>1.343.507</b>
Costo Neto por Intereses	82.382
Costos de los Servicios en el Período	7.424
Beneficios Pagados en el Período	(9.553)
Aportaciones del Período	(112.729)
Traspaso del personal	(105)
Diferencias de conversión	(89.933)
<b>Saldo final al 30/09/2019</b>	<b>1.220.993</b>

- d) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas por el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2019 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018, es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	MUS\$
<b>Saldo inicial al 01/01/2018</b>	<b>1.063.551</b>
Costo del servicio corriente	6.383
Costo por intereses	269.331
Aportaciones Efectuadas por los participantes	1.781
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones	272.123
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	71.519
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(196.015)
Contribuciones pagadas	(275.600)
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	(850)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	3.023.155
Traspaso del personal	88
<b>Saldo final al 31/12/2018</b>	<b>4.235.466</b>
Costo del servicio corriente	7.424
Costo por intereses	271.933
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(300.243)
Contribuciones pagadas	(9.553)
Traspaso del personal	(105)
<b>Saldo final al 30/09/2019</b>	<b>4.204.922</b>

Al 30 de septiembre de 2019, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 0,06% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (0,06% a 31 de diciembre de 2018), en un 96,84% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (96,56% a 31 de diciembre de 2018), en un 2,71% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (2,91% a 31 de diciembre 2018), en un 0,26% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (0,35% a 31 de diciembre de 2018) y el 0,13% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (0,12% al 31 de diciembre de 2018).

Los cambios en el valor razonable de los activos afectos a los planes es el siguiente:

Valor razonable del plan de activos	MUS\$
<b>Saldo inicial al 01/01/2018</b>	<b>(751.669)</b>
Ingresos por intereses	(190.283)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(121.042)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	132.549
Aportaciones del empleador	(94.629)
Aportaciones pagadas	(1.781)
Contribuciones pagadas	259.822
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(2.152.468)
<b>Saldo final al 31/12/2018</b>	<b>(2.919.501)</b>
Ingresos por intereses	(191.085)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	212.227
Aportaciones del empleador	(112.729)
<b>Saldo final al 30/09/2019</b>	<b>(3.011.088)</b>

e) Las principales categorías de los activos afectos a los planes es el siguiente:

Categoría de los Activos del Plan	30/09/2019		31/12/2018	
	MUS\$	%	MUS\$	%
Acciones (renta variable)	241.527	8,02%	233.854	8,01%
Activos de renta fija	2.493.212	82,80%	2.418.502	82,84%
Inversiones inmobiliarias	150.687	5,00%	145.879	5,00%
Otros	125.662	4,17%	121.266	4,15%
<b>Total</b>	<b>3.011.088</b>	<b>100%</b>	<b>2.919.501</b>	<b>100%</b>

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 Enel Distribución São Paulo, 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, Brasileiros (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 Enel Distribución São Paulo) 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 Brasileiros, 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.

	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$
Inmuebles	26.969	30.405
<b>Total</b>	<b>26.969</b>	<b>30.405</b>

f) Conciliación Techo del activo:

Conciliación Techo del Activo	MUS\$
<b>Saldo inicial al 01/01/2018</b>	<b>47.918</b>
Intereses de Activo no reconocidos	4.373
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	(25.081)
Diferencias de Conversión	(5.747)
<b>Saldo final al 31/12/2018</b>	<b>21.463</b>
Intereses de Activo no reconocidos	1.534
Diferencias de Conversión	(1.516)
<b>Saldo final al 30/09/2019</b>	<b>21.481</b>

### 25.3 Otras revelaciones:

- **Hipótesis actariales:**

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes, al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Perú	
	30/09/2019	31/12/2018	30/09/2019	31/12/2018	30/09/2019	31/12/2018	30/09/2019	31/12/2018	30/09/2019	31/12/2018
Tasas de descuento utilizadas	4,70%	4,70%	7,90% - 9,15%	7,90% - 9,15%	6,80%	6,80%	34,70% - 34,90%	34,70% - 34,90%	6,17%	6,17%
Tasa esperada de incrementos salariales	3,80%	3,80%	5,04% - 6,08%	5,04% - 6,08%	5,00%	5,00%	28,30% - 28,50%	28,30% - 28,50%	4,00%	4,00%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014	AT 2000	AT 2000	RV 2008	RV 2008	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014
Tasa de rotación esperada	4,75%	4,75%	6,60%	6,60%	0,46%	0,46%	1,40%	1,40%	4,25%	4,25%

- **Sensibilización:**

Al 30 de septiembre de 2019 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\$326.171 (MUS\$349.448 al 31 de diciembre 2018) en caso de un alza en la tasa y un aumento de MUS\$386.817 (MUS\$414.404 al 31 de diciembre 2018) 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 de 2019 y 2018 fueron de MUS\$9.620 y MUS\$7.862, respectivamente.

- **Desembolso futuro:**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos (neto de activo) para atender los planes de prestación definida para el ejercicio 2019 ascienden a MUS\$146.905.

- **Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las obligaciones del Grupo Enel Américas corresponde a 9,41 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 años es como sigue:

Años	MUS\$
1	243.881
2	354.268
3	345.477
4	338.766
5	333.060
6 a 10	1.537.047

- **Planes multi-patronales Enel Distribución Sao Paulo:**

FUNCESP es la entidad responsable de la administración de los planes de beneficios patrocinados por Enel Distribución São Paulo. La Compañía, por medio de negociaciones con los sindicatos representativos, reformuló el plan en 1997, considerando como característica principal un modelo mixto, compuesto del 70% del salario real de contribución como beneficio definido y el 30% del salario real de contribución como contribución establecida. Esta reformulación tuvo como objetivo considerar el déficit técnico actuarial y disminuir el riesgo de futuros déficits.

El costo del plan de beneficio definido es paritario entre la Compañía y los empleados, según las proporciones mencionadas anteriormente. Las tasas de costos varían de 1,45% a 4,22%, conforme al rango salarial, y son reevaluadas anualmente por un actuaria independiente. El costo de la contribución definida se basa en el porcentaje escogido libremente por el participante (del 1% al 100% sobre el 30% del salario real de contribución), con aporte de la Compañía hasta el límite del 5% sobre la base del 30% de la remuneración de la contribución.

El Beneficio Suplementario Proporcional Saldado - BSPS garantiza a los empleados participantes del plan que se adhirieron anteriormente al nuevo modelo implantado en la privatización de la Compañía. Este beneficio garantizará el valor proporcional correspondiente al periodo del servicio anterior a la fecha de la agrupación al nuevo plan mixto. Este beneficio se pagará a partir de la fecha en que el participante complete los tiempos mínimos requeridos en el reglamento del nuevo plan.

## 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 2019 asciende a MUS\$9.783.875 representado por 76.086.311.036 acciones autorizadas, suscritas y pagadas. Al 30 de septiembre de 2018 el capital ascendía a MUS\$6.763.204 y estaba 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 y Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE).

Al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo, que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

En Junta Extraordinaria de Accionistas de la Compañía celebrada el 30 de abril de 2019, se aprobó aumentar el capital en MUS\$ 3.000.000, mediante la emisión de 18.729.788.686 acciones de pago nominativas ordinarias de una misma serie, sin preferencia y sin valor nominal. El referido aumento tenía por finalidad posibilitar que la filial Enel Brasil pagara a Enel Finance International N.V., un préstamo contraído con dicha entidad, que a su vez reemplazó deudas bancarias asociadas a la adquisición de la sociedad brasileña Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (actualmente Enel Distribución São Paulo), así como la reestructuración de los pasivos de los fondos de pensiones de esta última.

La totalidad de las nuevas acciones de pago fueron ofrecidas preferentemente a los accionistas a prorrata de las acciones que poseían inscritas a su nombre en el Registro de Accionistas de Enel Américas, en dos períodos de suscripción preferente. Con fecha 26 de junio de 2019, el Directorio de la Sociedad acordó que el precio de suscripción de las 18.729.788.686 nuevas acciones, tanto en el primer como en el segundo periodo de suscripción preferente, fuera US\$ 0,162108214203236 por acción.

Durante el primer periodo de opción preferente, realizado entre el 27 de Junio y 26 de Julio de 2019, se suscribieron y pagaron un total de 18.224.843.129 acciones, representativas de un 97,3% del total de las nuevas acciones emitidas con cargo al referido aumento de capital, por un monto total de MUS\$ 2.954.397.

En el segundo periodo de opción preferente, realizado entre el 6 de agosto y 29 de agosto de 2019, se suscribieron y pagaron un total de 408.826.391 acciones, representativas de un 80,96% del total de acciones ofrecidas en dicho periodo, por un monto total de MUS\$ 66.274.

Con fecha 12 de septiembre de 2019, el Directorio de la compañía acordó abstenerse de colocar las restantes 96.119.166 acciones emitidas con cargo al aumento de capital, ascendentes a un 0,51% aproximadamente del total emitido y que quedaron pendientes de suscripción y pago luego de concluido el segundo periodo de oferta preferente. De esta forma y de acuerdo a lo acordado en la Junta, una vez que se cumpla el plazo de 1 año contado desde el 30 de abril de 2019, el capital de la Sociedad quedará reducido de pleno derecho a la cantidad efectivamente pagada al vencimiento del plazo antes indicado.

Como consecuencia de lo anterior, durante el proceso de aumento de capital se suscribieron y pagaron un total de 17.633.669.520 acciones, por un monto total de MUS\$ 3.020.671.

Los gastos en la emisión y colocación de acciones generados en el proceso fueron contabilizados en Otras reservas. (ver nota 26.5.c.).

#### Acciones propias en cartera

Las acciones propias en cartera al 1 de enero de 2017 ascienden a MUS\$139.630 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 MUS\$21.517 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 MUS\$118.113 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.

## 26.1.2 Dividendos

El detalle de los dividendos pagados, en los últimos tres años, se resume como sigue:

Nº Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de acuerdo	Fecha de Pago	Monto Total MUS\$	Dolar por Acción	Imputado al Ejercicio
94	Provisorio	24/11/2016	27/01/2017	81.873	0,00142	2016
95	Definitivo	27/04/2017	26/05/2017	206.452	0,00359	2016
96	Provisorio	29/11/2017	26/01/2018	57.583	0,00100	2017
97	Definitivo	26/04/2018	25/05/2018	296.939	0,00517	2017
98	Provisorio	26/11/2018	25/01/2019	76.900	0,00134	2018
99	Definitivo	30/04/2019	10/05/2019	403.652	0,00703	2018

## 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 2019 y 2018, es el siguiente:

Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas	Saldo al	
	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(536.023)	(128.505)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	88.474	(80.073)
Enel Distribución Perú S.A.	38.327	51.632
Dock Sud S.A.	(91.464)	(75.928)
Enel Brasil S.A.	(1.548.786)	(1.217.909)
Enel Generación Costanera S.A.	(76.525)	(9.382)
Emgesa S.A. E.S.P.	(73.664)	19.607
Enel Generación El Chocón S.A.	(307.003)	(147.826)
Enel Perú S.A.	190.321	-
Enel Generación Perú S.A.	(109.951)	5.772
Enel Generación Piura S.A.	4.708	10.243
Otros	(128.849)	(33.060)
<b>TOTAL</b>	<b>(2.550.435)</b>	<b>(1.605.429)</b>

## 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 2019, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de sus subsidiarias Enel Distribución Río, Enel Distribución Perú y Enel Generación Piura asciende a MUS\$ 1.386.273, MUS\$ 311.155 y MUS\$ 75.473, respectivamente.

## 26.5 Otras Reservas

La naturaleza y el movimiento de las Otras reservas por los períodos terminados el 30 de septiembre de 2019 y 2018, fueron los siguientes:

	Saldo al 01/01/2019 MUS\$	Movimiento 2019 MUS\$	Saldo al 30/09/2019 MUS\$
Diferencias de cambio por conversión (a)	(1.666.109)	(884.326)	(2.550.435)
Coberturas de flujo de caja (b)	(5.094)	799	(4.295)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(397)	(292)	(689)
Otras reservas varias (c)	(3.209.283)	156.661	(3.052.622)
<b>TOTAL</b>	<b>(4.880.883)</b>	<b>(727.158)</b>	<b>(5.608.041)</b>

	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)
<b>TOTAL</b>	<b>(3.866.564)</b>	<b>(1.031.372)</b>	<b>(4.897.936)</b>

- a) **Reservas por diferencias de cambio por conversión:** Provienen 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 3.c.).
- 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 3.g.5).
- c) **Otras reservas varias.**

A continuación, se detallan los principales conceptos y efectos asociados:

Otras Reservas Varias	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$
Reserva por aumento de capital año 2013 (1)	(1.345.368)	(1.345.368)
Reserva por restructuración societaria ("División") (2)	716.712	716.712
Reserva operaciones subsidiarias (3)	(439.290)	(450.922)
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)
Hiperinflación Argentina (7)	383.039	-
Reserva por aumento de capital año 2019 (8)	(20.498)	-
Otras reservas varias (9)	(68.763)	65.318
<b>Total</b>	<b>(3.052.622)</b>	<b>(3.292.714)</b>

- 1) Reserva originada como consecuencia del aumento de Capital que Enersis Américas perfeccionó durante el primer trimestre de 2013.
- 2) Reserva por la restructuración 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..
- 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 acumulado 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 Endesa Américas y derecho a retiro: Representa la diferencia entre el valor contable de las participaciones no controladoras adquiridas como parte de la OPA sobre Endesa Américas 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) Corresponde al efecto que han reconocido nuestras filiales en Argentina por aplicación de NIC 21 sobre las cuentas patrimoniales.
- 8) Reserva Aumento de capital año 2019: al 30 de septiembre de 2019 la sociedad ha registrado un cargo de MUS\$20.498, que corresponde a gastos de emisión y colocación de acciones, determinados según el criterio contable descrito en nota 3.t).
- 9) Otras reservas varias provenientes de operaciones realizadas en periodos anteriores.

## 26.6 Participaciones no controladoras.

El detalle de las principales participaciones no controladoras por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Compañías	30/09/2019 %	Participaciones No Controladoras		Resultado	
		30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$
Enel Distribución Río S.A.	0,27%	2.396	2.471	120	58
Enel Distribución Ceará S.A.	26,00%	194.791	204.985	13.326	17.454
Enel Distribución São Paulo	4,12%	68.746	68.083	5.321	(270)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	51,70%	434.796	439.727	91.387	80.464
Emgesa S.A. E.S.P.	51,52%	669.390	675.574	152.403	141.243
Enel Distribución Perú S.A.	16,85%	113.214	104.792	15.403	12.414
Enel Generación Perú S.A.	16,40%	146.398	128.863	13.562	16.893
Chinango S.A.C.	33,12%	21.692	36.158	4.447	4.936
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,91%	207.069	177.338	45.192	21.633
Enel Generación Costanera S.A.	24,38%	35.740	34.353	12.980	(1.013)
Enel Generación El Chocón S.A.	34,31%	95.946	102.131	18.679	31.917
Inversora Dock Sud S.A.	42,86%	67.736	60.390	12.987	9.659
Central Dock Sud S.A.	29,76%	67.017	59.687	12.851	9.566
Enel Generación Piura S.A.	3,50%	5.236	4.924	560	446
Enel Distribución Goias	0,12%	996	1.033	32	35
Otros	-	2.133	7.383	392	471
<b>TOTAL</b>		<b>2.133.296</b>	<b>2.107.892</b>	<b>399.642</b>	<b>345.906</b>

## 27. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS

El detalle de los ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	Saldo al	
	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$
<b>Ventas de energía</b>	<b>8.722.726</b>	<b>7.790.524</b>
<b>Generación</b>	<b>1.524.095</b>	<b>1.557.036</b>
Clientes Regulados	336.707	420.751
Clientes no Regulados	760.545	815.885
Ventas de Mercado Spot	411.020	317.585
Otros Clientes	15.823	2.815
<b>Distribución</b>	<b>7.198.631</b>	<b>6.233.488</b>
Residenciales	3.923.166	2.892.910
Comerciales	1.763.037	1.628.020
Industriales	711.923	633.634
Otros Consumidores	800.505	1.078.924
<b>Otras ventas</b>	<b>43.164</b>	<b>35.220</b>
Ventas de gas	30.053	25.933
Ventas de otros combustibles	6.816	5.844
Ventas de productos y servicios	6.295	3.443
<b>Otras prestaciones de servicios</b>	<b>893.341</b>	<b>642.782</b>
Peajes y transmisión	695.480	455.472
Arriendo equipos de medida	84	100
Alumbrado público	2.044	3.047
Verificaciones y enganches	4.034	6.313
Servicios de ingeniería y consultoría	504	485
Arrendamiento de Infraestructura de Alumbrado Público	111.951	98.689
Otras prestaciones	79.244	78.676
<b>Total Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>9.659.231</b>	<b>8.468.526</b>

Otros Ingresos	Saldo al	
	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$
Ingresos por contratos de construcción	539.749	560.252
Ingresos por acuerdo regulatorio (1)	244.018	-
Otros	132.686	162.936
<b>Total Otros Ingresos</b>	<b>916.453</b>	<b>723.188</b>

(1) Ver nota 23.(3).

Incluye ajuste de la inflación por aplicación NIC 29 en Argentina (economías hiperinflacionarias), por US\$31.510.

## 28. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS

El detalle de las materias primas y consumibles utilizados por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al	
	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$
Compras de energía	(4.523.132)	(4.058.882)
Consumo de combustible	(188.278)	(110.215)
Gas	(165.620)	(79.900)
Petróleo	(9.882)	(27.833)
Carbón	(12.776)	(2.482)
Gastos de transporte	(832.331)	(729.982)
Costos por contratos de construcción	(539.749)	(560.252)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(200.891)	(206.026)
<b>Total Materias primas y consumibles utilizados</b>	<b>(6.284.381)</b>	<b>(5.665.357)</b>

## 29. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

El detalle de los gastos por beneficios a los empleados por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al	
	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$
Sueldos y salarios	(360.776)	(330.236)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(17.044)	(11.698)
Seguridad social y otras cargas sociales	(213.760)	(173.844)
Otros gastos de personal	(20.658)	(43.670)
<b>Total Gastos por beneficios a los empleados</b>	<b>(612.238)</b>	<b>(559.448)</b>

## 30. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO NIIF 9

El detalle de los gastos por depreciación, amortización y pérdida por deterioro por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

	Saldo al	
	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$
Depreciación	(362.586)	(339.370)
Amortización	(306.492)	(230.811)
<b>Subtotal</b>	<b>(669.078)</b>	<b>(570.181)</b>
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinadas de acuerdo con NIIF 9	(142.378)	(95.159)
<b>Total</b>	<b>(811.456)</b>	<b>(665.340)</b>

(*) Información por Segmento por Reversión y (Pérdidas) por Deterioro	Generación		Distribución		Saldo al	
	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$
Activos financieros (ver nota 11)	(912)	3.373	(136.630)	(98.354)	(137.418)	(94.981)
Otros activos financieros	70	(170)	(5.030)	(8)	(4.960)	(178)
<b>Total</b>	<b>(842)</b>	<b>3.203</b>	<b>(141.660)</b>	<b>(98.362)</b>	<b>(142.378)</b>	<b>(95.159)</b>

### 31. OTROS GASTOS POR NATURALEZA

El detalle de los otros gastos por naturaleza por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Saldo al	
	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(391.536)	(142.534)
Gastos administrativos	(79.135)	(123.821)
Reparaciones y conservación	(181.305)	(139.195)
Indemnizaciones y multas	(9.321)	(8.528)
Tributos y tasas	(22.991)	(14.986)
Primas de seguros	(28.063)	(26.828)
Arrendamientos y cánones	(2.910)	(19.196)
Gastos de publicidad y comunicaciones	(6.567)	(5.960)
Otros suministros y servicios	(103.286)	(213.962)
Gastos de viaje	(12.057)	(13.903)
Gastos de medio ambiente	(1.776)	(1.683)
<b>Total</b>	<b>(838.947)</b>	<b>(710.596)</b>

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2019 y 2018 fue de MUS\$33 y MUS\$922, respectivamente.

## 32. RESULTADO FINANCIERO

El detalle de los ingresos y costos financieros por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Ingresos financieros	Saldo al	
	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$
Efectivo y otros medios equivalentes	66.625	65.633
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil) (2)	21	32
Ingresos financieros por concesiones IFRIC 12 (Brasil) (1)	41.383	64.571
Intereses Cobrados a Clientes en Cuentas de Energía y Facturaciones	61.220	42.317
Otros ingresos financieros (3)	190.311	53.501
<b>Total Ingresos Financieros</b>	<b>359.560</b>	<b>226.054</b>

  

Costos financieros	Saldo al	
	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$
<b>Costos Financieros</b>	<b>(918.031)</b>	<b>(724.524)</b>
Préstamos bancarios	(112.214)	(134.109)
Obligaciones con el público	(214.265)	(232.137)
Pasivos por arrendamientos	(8.973)	(5.752)
Valoración derivados financieros	(16.412)	(14.397)
Actualización financiera de provisiones (4)	(93.679)	(91.854)
Gastos financieros activados	13.000	4.444
Obligación por beneficios post empleo (2)	(82.403)	(53.778)
Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados	(8.924)	(12.665)
Gastos financieros empresas relacionadas (5)	(136.669)	-
Otros costos financieros (6)	(257.492)	(184.276)
<b>Resultado por unidades de reajuste (**)</b>	<b>124.144</b>	<b>122.460</b>
<b>Diferencias de cambio (*)</b>	<b>107.827</b>	<b>88.036</b>
<b>Total Costos Financieros</b>	<b>(686.060)</b>	<b>(514.028)</b>
<b>Total Resultado Financiero</b>	<b>(326.500)</b>	<b>(287.974)</b>

(\*\*) Ver nota 7.

- (1) Corresponde al ingreso financiero por la actualización financiera durante los periodos terminados el 30 de septiembre de 2019 y 2018, 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 Ceará S.A., Enel Distribución Goiás S.A. y Enel Distribución São Paulo S.A..
- (2) Ver nota 25.2.
- (3) Para el periodo terminado al 30 de septiembre de 2019 incluye ingreso financiero por actualización financiera de impuestos PIS/COFINS por cobrar de Enel Generación Fortaleza por MUS\$23.508 (MUS\$0 al 30 de septiembre de 2018), ingresos financieros de activos regulatorios filiales brasileñas por MUS\$74.971 (MUS\$15.404 al 30 de septiembre de 2018), ingreso financiero por cuentas por cobrar VOSA de filiales generación argentina por MUS\$53.605 (MUS\$8.942 al 30 de septiembre de 2018) y otros ingresos por MUS\$38.227 (MUS\$29.155 al 30 de septiembre de 2018).
- (4) Para el periodo terminado al 30 de septiembre de 2019, se incluyen MUS\$47.198 (MUS\$42.511 para el periodo terminado al 30 de septiembre de 2018) de nuestra subsidiaria 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 23). Adicionalmente, nuestras subsidiarias brasileñas Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución São Paulo, Enel Cien S.A. y Enel Distribución Goiás, han reconocido MUS\$45.467 y MUS\$39.680 durante los periodos terminados el 30 de septiembre de 2019 y 2018, respectivamente, por concepto de actualización financiera de reclamaciones legales.
- (5) Para el periodo terminado al 30 de septiembre de 2019 son incluidos Intereses por la deuda con Enel Finance International NV por MUS\$126.475 (M\$0 al 30 de septiembre de 2018), referentes a refinanciación compra Enel Distribución São Paulo (ver nota 12.d).

- (6) Para el periodo terminado al 30 de septiembre de 2019 se incluyen intereses provenientes de la deuda de CAMESA por MUS\$93.195 (MUS\$29.745 al 30 de septiembre de 2018), Costos bancarios por MUS\$47.291 (MUS\$36.126 al 30 de septiembre de 2018), Costos financieros por venta de cartera que corresponden a operaciones de cesión de cuentas por cobrar en nuestras filiales de Perú, Colombia y Brasil, por MUS\$3.326 (MUS\$18.334 al 30 de septiembre de 2018), y Otros por MUS\$106.511 (MUS\$100.071 al 30 de septiembre de 2018).

(\*) Los orígenes de los efectos en resultados por unidades de reajuste y diferencias de cambios son los siguientes:

Resultado por Unidades de Reajuste (*)	Saldo al	
	30-09-2019 MUS\$	30-09-2018 MUS\$
Resultado por Hiperinflación (1)	124.144	122.460
Total Resultado por Unidades de Reajuste	124.144	122.460

Diferencias de Cambio (*)	Saldo al	
	30-09-2019 MUS\$	30-09-2018 MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	(10.444)	30.626
Otros activos financieros	128.286	161.746
Otros activos no financieros	3.971	5.988
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	158.750	172.106
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	234	1.544
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(105.698)	(150.620)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(10.831)	(90.796)
Otros pasivos no financieros	(56.441)	(42.558)
<b>Total Diferencias de Cambio</b>	<b>107.827</b>	<b>88.036</b>

1) Ver nota 7.

Valoración Derivados Financieros	Saldo al	
	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$
Resultado por derivados de cobertura de flujo de caja	(15.400)	(14.923)
Resultado por derivados de cobertura a valor razonable	(1.012)	526
<b>Total Diferencias de Cambio</b>	<b>(16.412)</b>	<b>(14.397)</b>

### 33. INFORMACIÓN POR SEGMENTO

#### 33.1 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, EGP Proyecto I y Fortaleza; en Colombia por nuestra subsidiaria 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 subsidiaria Edesur; en Brasil por nuestras subsidiarias Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goiás y Enel Distribución São Paulo (ex Eletropaulo); en Colombia por nuestra subsidiaria Codensa; y en Perú por nuestra subsidiaria 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 involucra 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.

### 33.2 Generación, Transmisión, Distribución y otros

Línea de Negocio	Generación		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$
<b>ACTIVOS</b>								
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>	<b>1.386.963</b>	<b>1.637.118</b>	<b>4.207.439</b>	<b>4.219.859</b>	<b>694.775</b>	<b>527.009</b>	<b>6.289.177</b>	<b>6.383.986</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo	553.666	741.159	412.336	599.445	674.238	563.681	1.640.240	1.904.285
Otros activos financieros corrientes	162.762	133.524	103.795	42.367	39.276	34.502	305.833	210.393
Otros activos no financieros, corriente	73.382	45.867	209.850	221.676	41.905	40.189	325.137	307.732
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	429.691	505.920	3.105.947	3.037.418	10.257	7.684	3.545.895	3.551.022
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	96.241	141.223	18.364	16.585	(100.520)	(143.471)	14.085	14.337
Inventarios corrientes	57.876	55.723	325.909	283.369	375	306	384.160	339.398
Activos por impuestos corrientes, corriente	13.345	13.702	25.770	13.174	29.244	24.118	68.359	50.994
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	5.468	5.825	-	-	5.468	5.825
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>5.162.005</b>	<b>5.782.238</b>	<b>15.345.543</b>	<b>15.020.507</b>	<b>1.083.211</b>	<b>209.625</b>	<b>21.590.759</b>	<b>21.012.370</b>
Otros activos financieros no corrientes	332.087	366.602	2.515.611	2.429.718	145	155	2.847.843	2.796.475
Otros activos no financieros no corrientes	30.702	21.552	2.725.031	1.114.885	4.292	4.271	2.760.025	1.140.708
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	330.977	408.367	276.044	498.083	58	58	607.079	906.508
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	38.656	3.664	71	108	(37.750)	(2.120)	977	1.652
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	102.060	379.400	1.647	372	(102.209)	(377.176)	1.498	2.596
Activos intangibles distintos de la plusvalía	54.607	52.076	5.312.215	5.761.420	13.669	13.793	5.380.491	5.827.289
Plusvalía	-	10.729	-	662.218	1.138.093	532.623	1.138.093	1.205.570
Propiedades, planta y equipo	4.230.672	4.513.951	4.223.362	4.167.112	10.127	5.764	8.464.161	8.686.827
Propiedad de inversión	-	-	9.940	11.708	-	-	9.940	11.708
Activos por impuestos diferidos	42.244	25.897	281.622	374.883	56.786	32.257	380.652	433.037
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>6.548.968</b>	<b>7.419.356</b>	<b>19.552.982</b>	<b>19.240.366</b>	<b>1.777.986</b>	<b>736.634</b>	<b>27.879.936</b>	<b>27.396.356</b>

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.

Línea de Negocio	Generación		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	30/09/2019 MU\$	31/12/2018 MU\$	30/09/2019 MU\$	31/12/2018 MU\$	30/09/2019 MU\$	31/12/2018 MU\$	30/09/2019 MU\$	31/12/2018 MU\$
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>								
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	<b>1.409.889</b>	<b>1.682.438</b>	<b>4.580.391</b>	<b>5.064.636</b>	<b>(7.534)</b>	<b>2.903.682</b>	<b>5.982.746</b>	<b>9.650.756</b>
Otros pasivos financieros corrientes	485.640	557.288	668.906	701.883	372.436	388.928	1.526.982	1.648.099
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	525.565	748.149	2.771.982	3.175.386	46.476	192.712	3.344.023	4.116.247
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	152.522	112.196	675.470	586.817	(455.479)	2.297.655	372.513	2.996.668
Otras provisiones corrientes	75.095	74.524	189.262	347.174	1.165	1.165	265.522	422.863
Pasivos por impuestos corrientes	106.203	150.391	72.166	42.357	4.729	176	183.098	192.924
Otros pasivos no financieros corrientes	64.864	39.890	199.006	207.184	23.139	23.046	287.009	270.120
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	3.599	3.835	-	-	3.599	3.835
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>1.439.277</b>	<b>1.671.572</b>	<b>8.041.598</b>	<b>6.625.127</b>	<b>563.945</b>	<b>617.001</b>	<b>10.044.820</b>	<b>8.913.700</b>
Otros pasivos financieros no corrientes	887.316	1.117.237	3.331.760	2.903.618	599.286	601.013	4.818.362	4.621.868
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	4.166	44.893	2.389.556	877.703	10.658	10.460	2.404.380	933.056
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	15.019	5.253	32.695	-	(47.714)	(5.253)	-	-
Otras provisiones no corrientes	55.299	61.377	851.414	1.302.189	534	410	907.247	1.363.976
Pasivo por impuestos diferidos	364.189	317.075	235.901	221.237	(1.482)	7.758	598.608	546.070
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	28.610	32.073	1.189.720	1.308.821	2.663	2.613	1.220.993	1.343.507
Otros pasivos no financieros no corrientes	84.678	93.664	10.552	11.559	-	-	95.230	105.223
<b>PATRIMONIO NETO</b>	<b>3.699.802</b>	<b>4.065.346</b>	<b>6.930.993</b>	<b>7.550.603</b>	<b>1.221.575</b>	<b>(2.784.049)</b>	<b>11.852.370</b>	<b>8.831.900</b>
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>3.699.802</b>	<b>4.065.346</b>	<b>6.930.993</b>	<b>7.550.603</b>	<b>1.221.575</b>	<b>(2.784.049)</b>	<b>9.719.074</b>	<b>6.724.008</b>
Capital emitido y pagado	1.978.098	1.501.469	3.370.385	3.599.197	4.435.392	1.662.538	9.783.875	6.763.204
Ganancias (pérdidas) acumuladas	876.354	1.384.478	(50.957)	(507.273)	4.717.843	3.964.482	5.543.240	4.841.687
Primas de emisión	37.059	39.202	55.076	58.677	(92.135)	(97.879)	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	(11.864)	(12.704)	11.864	12.704	-	-
Otras reservas	808.291	1.140.197	3.568.353	4.412.706	(7.851.389)	(8.325.894)	(5.608.041)	(4.880.883)
<b>Participaciones no controladoras</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.133.296</b>	<b>2.107.892</b>
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>6.548.968</b>	<b>7.419.356</b>	<b>19.552.982</b>	<b>19.240.366</b>	<b>1.777.986</b>	<b>736.634</b>	<b>27.879.936</b>	<b>27.396.356</b>

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	
	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$
<b>ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES</b>								
<b>INGRESOS</b>	<b>2.229.683</b>	<b>2.223.026</b>	<b>8.981.676</b>	<b>7.554.039</b>	<b>(635.675)</b>	<b>(585.351)</b>	<b>10.575.684</b>	<b>9.191.714</b>
Ingresos de actividades ordinarias	2.205.641	2.175.765	8.088.830	6.878.555	(635.240)	(585.794)	9.659.231	8.468.526
Ventas de energía	2.109.103	2.070.550	7.218.190	6.233.932	(604.567)	(513.958)	8.722.726	7.790.524
Otras ventas	36.884	31.902	6.280	3.318	-	-	43.164	35.220
Otras prestaciones de servicios	59.654	73.313	864.360	641.305	(30.673)	(71.836)	893.341	642.782
Otros ingresos	24.042	47.261	892.846	675.484	(435)	443	916.453	723.188
<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>(868.833)</b>	<b>(954.666)</b>	<b>(6.054.278)</b>	<b>(5.298.735)</b>	<b>638.730</b>	<b>588.044</b>	<b>(6.284.381)</b>	<b>(5.665.357)</b>
Compras de energía	(407.894)	(578.016)	(4.717.205)	(4.032.826)	601.967	551.960	(4.523.132)	(4.058.882)
Consumo de combustible	(188.278)	(110.215)	-	-	-	-	(188.278)	(110.215)
Gastos de transporte	(193.146)	(189.914)	(679.320)	(581.548)	40.135	41.480	(832.331)	(729.982)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(79.515)	(76.521)	(657.753)	(684.361)	(3.372)	(5.396)	(740.640)	(766.278)
<b>MARGEN DE CONTRIBUCIÓN</b>	<b>1.360.850</b>	<b>1.268.360</b>	<b>2.927.398</b>	<b>2.255.304</b>	<b>3.055</b>	<b>2.693</b>	<b>4.291.303</b>	<b>3.526.357</b>
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	5.552	5.195	125.769	112.976	59	-	131.380	118.171
Gastos por beneficios a los empleados	(82.527)	(86.431)	(510.127)	(454.209)	(19.584)	(18.808)	(612.238)	(559.448)
Otros gastos, por naturaleza	(98.031)	(93.179)	(686.961)	(573.061)	(53.955)	(44.356)	(838.947)	(710.596)
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>1.185.844</b>	<b>1.093.945</b>	<b>1.856.079</b>	<b>1.341.010</b>	<b>(70.425)</b>	<b>(60.471)</b>	<b>2.971.498</b>	<b>2.374.484</b>
Gasto por depreciación y amortización	(188.623)	(187.841)	(478.357)	(382.937)	(2.098)	597	(669.078)	(570.181)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(841)	3.203	(141.662)	(97.474)	125	(888)	(142.378)	(95.159)
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>996.380</b>	<b>909.307</b>	<b>1.236.060</b>	<b>860.599</b>	<b>(72.398)</b>	<b>(60.762)</b>	<b>2.160.042</b>	<b>1.709.144</b>
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>58.279</b>	<b>31.955</b>	<b>(213.400)</b>	<b>(185.669)</b>	<b>(171.379)</b>	<b>(133.960)</b>	<b>(326.500)</b>	<b>(287.974)</b>
Ingresos financieros	135.971	52.253	213.525	162.660	10.064	11.141	359.560	226.054
Efectivo y otros medios equivalentes	85.143	34.123	19.959	19.463	15.128	20.989	120.230	74.575
Otros ingresos financieros	50.828	18.130	193.566	143.197	(5.064)	(9.848)	239.330	151.479
Costos financieros	(179.486)	(138.762)	(565.647)	(483.821)	(172.898)	(101.941)	(918.031)	(724.524)
Préstamos bancarios	(10.633)	(10.739)	(74.675)	(84.831)	(26.906)	(38.539)	(112.214)	(134.109)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(59.877)	(52.315)	(135.488)	(101.469)	(18.900)	(78.353)	(214.265)	(232.137)
Otros	(108.976)	(75.708)	(355.484)	(297.521)	(127.092)	14.951	(591.552)	(358.278)
Resultados por Unidades de Reajuste	(23.112)	(16.749)	146.455	139.209	801	-	124.144	122.460
Diferencias de cambio	124.906	135.213	(7.73)	(4.017)	(9.346)	(43.160)	107.827	88.036
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	610	1.123	8	(9)	(161)	318	457	1.432
Otras ganancias (pérdidas)	351	136	4	394	-	-	355	530
Resultado de Otras Inversiones	351	61	2	9	-	-	353	70
Resultados en Ventas de Activos	-	75	2	385	-	-	2	460
<b>Ganancia (pérdida), antes de impuestos</b>	<b>1.055.620</b>	<b>942.521</b>	<b>1.022.672</b>	<b>675.015</b>	<b>(243.938)</b>	<b>(194.404)</b>	<b>1.834.354</b>	<b>1.423.132</b>
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(323.908)	(349.714)	(316.949)	(238.593)	27.836	23.750	(613.021)	(564.557)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	<b>731.712</b>	<b>592.807</b>	<b>705.723</b>	<b>436.422</b>	<b>(216.102)</b>	<b>(170.654)</b>	<b>1.221.333</b>	<b>858.575</b>
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>731.712</b>	<b>592.807</b>	<b>705.723</b>	<b>436.422</b>	<b>(216.102)</b>	<b>(170.654)</b>	<b>1.221.333</b>	<b>858.575</b>
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	731.712	592.807	705.723	436.422	(216.102)	(170.654)	1.221.333	858.575
Ganancia (Pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	821.691	512.669
Ganancia (Pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	399.642	345.906
Pais	Generación		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	761.054	712.866	689.568	274.667	(104.457)	(106.829)	1.346.165	880.704
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(73.402)	(32.160)	(1.009.302)	(640.550)	(14.044)	(1.967.198)	(1.096.748)	(2.639.908)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(762.883)	(659.807)	169.130	505.592	209.532	2.181.144	(404.221)	2.026.929

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.

### 33.3 Países

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$
<b>ACTIVOS</b>														
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>	<b>975.665</b>	<b>526.410</b>	<b>600.397</b>	<b>644.916</b>	<b>4.075.115</b>	<b>4.198.462</b>	<b>603.266</b>	<b>710.105</b>	<b>475.868</b>	<b>488.825</b>	<b>(441.134)</b>	<b>(184.732)</b>	<b>6.289.177</b>	<b>6.383.986</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo	622.321	441.045	142.402	182.829	439.046	633.692	203.854	394.484	232.617	252.235	-	-	1.640.240	1.904.285
Otros activos financieros corrientes	13.238	7.467	-	-	232.775	178.492	59.767	24.434	53	-	-	-	305.833	210.393
Otros activos no financieros, corriente	6.020	5.544	30.403	26.228	222.811	220.719	24.569	8.850	41.334	46.391	-	-	325.137	307.732
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	816	956	387.978	389.563	2.782.389	2.801.407	217.470	217.987	156.925	140.653	317	456	3.545.895	3.551.022
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	332.946	71.184	11.907	16.513	105.317	106.693	2.441	1.403	2.925	3.732	(441.451)	(185.188)	14.085	14.337
Inventarios corrientes	-	-	21.025	29.623	232.429	209.125	89.697	57.118	41.009	43.532	-	-	384.160	339.388
Activos por impuestos corrientes, corriente	324	214	6.682	160	60.348	48.334	-	4	1.005	2.282	-	-	68.359	50.994
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	-	-	5.468	5.825	-	-	-	-	5.468	5.825
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>9.859.460</b>	<b>7.491.715</b>	<b>2.464.624</b>	<b>2.585.687</b>	<b>12.459.151</b>	<b>11.585.461</b>	<b>4.062.413</b>	<b>4.200.842</b>	<b>2.436.532</b>	<b>3.828.620</b>	<b>(9.691.421)</b>	<b>(8.679.955)</b>	<b>21.590.759</b>	<b>21.012.370</b>
Otros activos financieros no corrientes	-	-	1.199	14	2.846.479	2.795.863	165	598	-	-	-	-	2.847.843	2.796.475
Otros activos no financieros no corrientes	3.341	3.414	2.125	927	2.735.630	1.127.643	12.485	8.753	6.475	-	(31)	(29)	2.760.025	1.140.708
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	58	58	330.277	409.285	236.267	457.162	40.477	40.003	-	-	-	-	607.079	906.508
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	225.000	375.000	71	108	16.889	7.768	-	-	-	-	(240.983)	(381.224)	977	1.652
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	9.629.534	7.113.243	331.966	292.079	-	-	134	137	-	1.428.462	(9.960.136)	(8.831.325)	1.498	2.596
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	26.190	22.170	5.190.043	5.653.825	105.156	95.095	59.102	56.199	-	-	5.380.491	5.827.289
Plusvalía	-	-	4.358	4.827	618.466	662.218	5.540	5.902	-	-	509.729	532.623	1.138.093	1.205.570
Propiedades, planta y equipo	19	-	1.742.184	1.856.267	456.650	436.248	3.894.443	4.050.353	2.370.865	2.343.959	-	-	8.464.161	8.686.827
Propiedad de inversión	-	-	-	-	9.940	11.708	-	-	-	-	-	-	9.940	11.708
Activos por impuestos diferidos	1.508	-	26.254	10	348.787	433.026	4.013	1	90	-	-	-	380.652	433.037
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>10.835.125</b>	<b>8.018.125</b>	<b>3.065.021</b>	<b>3.230.603</b>	<b>16.534.266</b>	<b>15.783.923</b>	<b>4.665.679</b>	<b>4.910.947</b>	<b>2.912.400</b>	<b>4.317.445</b>	<b>(10.132.555)</b>	<b>(8.864.687)</b>	<b>27.879.936</b>	<b>27.396.356</b>

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	
	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>														
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	<b>412.883</b>	<b>461.314</b>	<b>735.836</b>	<b>1.094.163</b>	<b>3.889.451</b>	<b>6.524.191</b>	<b>955.222</b>	<b>1.116.652</b>	<b>418.417</b>	<b>490.066</b>	<b>(429.063)</b>	<b>(35.630)</b>	<b>5.982.746</b>	<b>9.650.756</b>
Otros pasivos financieros corrientes	372.002	363.057	15.968	14.322	818.141	748.859	230.972	390.762	89.899	131.099	-	-	1.526.982	1.648.099
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	26.931	43.723	420.527	716.892	2.230.584	2.461.540	477.697	535.183	186.544	222.164	1.740	136.745	3.344.023	4.116.247
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	12.594	53.178	120.233	114.938	512.650	2.912.524	117.035	53.265	40.804	35.138	(430.803)	(172.375)	372.513	2.996.668
Otras provisiones corrientes	1.161	1.164	40.984	131.593	131.786	194.942	33.487	35.841	58.104	59.323	-	-	265.522	422.863
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	84.489	89.622	10.425	15.965	73.872	73.902	14.312	13.435	-	-	183.098	192.924
Otros pasivos no financieros corrientes	195	192	53.635	26.796	185.865	190.361	18.560	23.864	28.754	28.907	-	-	287.009	270.120
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	3.599	3.835	-	-	-	-	3.599	3.835
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>601.548</b>	<b>612.001</b>	<b>610.944</b>	<b>592.984</b>	<b>6.750.569</b>	<b>5.554.977</b>	<b>1.569.959</b>	<b>1.630.556</b>	<b>764.886</b>	<b>770.023</b>	<b>(253.086)</b>	<b>(246.841)</b>	<b>10.044.820</b>	<b>8.913.700</b>
Otros pasivos financieros no corrientes	598.885	601.014	42.761	40.229	2.342.170	2.093.405	1.373.693	1.428.551	460.853	458.669	-	-	4.818.362	4.621.868
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	157.708	195.385	2.236.013	727.211	-	-	10.659	10.460	-	-	2.404.380	933.056
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	16.000	6.230	237.086	240.611	-	-	-	-	(253.086)	(246.841)	-	-
Otras provisiones no corrientes	-	-	23.387	23.144	826.256	1.279.877	35.554	40.340	22.050	20.615	-	-	907.247	1.363.976
Pasivo por impuestos diferidos	-	8.374	299.415	244.255	16.984	11.188	40.898	32.622	241.311	249.631	-	-	598.608	546.070
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	2.663	2.613	11.060	14.599	1.088.164	1.198.014	113.867	123.151	5.239	5.130	-	-	1.220.993	1.343.507
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	60.613	69.142	3.896	4.671	5.947	5.892	24.774	25.518	-	-	95.230	105.223
<b>PATRIMONIO NETO</b>	<b>9.820.694</b>	<b>6.944.810</b>	<b>1.718.241</b>	<b>1.543.456</b>	<b>5.894.246</b>	<b>3.704.755</b>	<b>2.140.498</b>	<b>2.163.739</b>	<b>1.729.097</b>	<b>3.057.356</b>	<b>(9.450.406)</b>	<b>(8.582.216)</b>	<b>11.852.370</b>	<b>8.831.900</b>
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	9.820.694	6.944.810	1.718.241	1.543.456	5.894.246	3.704.755	2.140.498	2.163.739	1.729.097	3.057.356	(9.450.406)	(8.582.216)	9.719.074	6.724.008
Capital emitido y pagado	9.783.875	6.763.204	880.599	997.714	3.900.247	1.730.839	193.280	205.915	1.586.971	2.658.595	(6.561.097)	(5.593.063)	9.783.875	6.763.204
Ganancias (pérdidas) acumuladas	3.298.933	3.423.217	209.462	13.202	344.406	532.531	696.087	639.936	379.018	522.144	615.334	(289.343)	5.543.240	4.841.687
Primas de emisión	-	-	-	-	720.096	771.039	87.811	93.552	1.724	6.052	(809.631)	(870.643)	-	-
Otras reservas	(3.262.114)	3.241.611	628.180	532.540	929.497	670.346	1.163.320	1.224.336	238.816	129.435	(2.695.012)	(1.829.167)	(5.608.041)	(4.880.883)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.133.296	2.107.892
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>10.835.125</b>	<b>8.018.125</b>	<b>3.065.021</b>	<b>3.230.603</b>	<b>16.534.266</b>	<b>15.783.923</b>	<b>4.665.679</b>	<b>4.910.947</b>	<b>2.912.400</b>	<b>4.317.445</b>	<b>(10.132.555)</b>	<b>(8.864.687)</b>	<b>27.879.936</b>	<b>27.396.356</b>

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	
	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES														
INGRESOS	286	1.330	1.310.746	909.108	6.346.295	5.302.138	1.895.598	2.015.995	1.022.823	963.363	(64)	(220)	10.575.684	9.191.714
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	1.046.404	899.386	5.720.573	4.634.313	1.876.084	1.991.900	1.016.170	942.927	-	-	8.659.231	8.468.526
Ventas de energía	-	-	1.015.757	872.914	5.049.385	4.189.035	1.689.221	1.804.075	968.383	924.500	-	-	8.722.726	7.790.524
Otras ventas	-	-	1.355	49	3.513	1.974	20.461	16.753	17.835	16.444	-	-	43.164	35.220
Otras prestaciones de servicios	-	-	29.292	26.423	667.695	443.304	166.402	171.072	29.952	1.983	-	-	893.341	642.782
Otros ingresos	286	1.330	264.342	9.722	625.722	667.825	19.514	24.095	6.653	20.436	(64)	(220.00)	916.453	723.188
MATERIALES PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(1)	-	(647.174)	(461.266)	(4.352.492)	(3.850.206)	(778.102)	(897.208)	(566.612)	(457.146)	-	459	(264.381)	(5.665.357)
Compras de energía	-	-	(531.170)	(402.517)	(3.195.836)	(2.799.853)	(441.195)	(536.865)	(355.356)	(320.965)	425	1.318	(4.523.132)	(4.058.882)
Consumo de combustible	-	-	(60.084)	(1.308)	(39.389)	(18.408)	(37.027)	(38.354)	(51.178)	(52.145)	-	-	(188.778)	(110.215)
Gastos de transporte	-	-	(17.950)	(22.638)	(557.119)	(451.228)	(193.318)	(201.019)	(63.519)	(54.248)	(425)	(849)	(832.331)	(729.982)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(1)	-	(37.970)	(34.803)	(560.148)	(580.717)	(107.562)	(120.970)	(34.959)	(29.788)	-	-	(740.640)	(766.278.000)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	285	1.330	663.572	447.842	1.993.803	1.451.932	1.116.866	1.118.787	517.211	506.217	(64)	249	4.29.303	3.526.357
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	32.500	30.720	67.970	58.540	22.508	21.215	8.402	7.696	-	-	131.380	118.171
Gastos por beneficios a los empleados	(5.878)	(4.832)	(138.686)	(162.326)	(343.209)	(268.772)	(75.156)	(75.719)	(49.309)	(47.799)	-	-	(612.238)	(559.448)
Otros gastos, por naturaleza	(16.140)	(14.485)	(126.625)	(81.264)	(526.035)	(433.897)	(105.280)	(113.564)	(64.931)	(67.293)	64	(93)	(838.947)	(710.596)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	(21.733)	(17.987)	430.761	234.972	1.192.529	807.803	958.568	950.719	411.373	398.821	-	156	2.971.498	2.374.484
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(95.995)	(86.007)	(337.776)	(247.408)	(144.278)	(146.472)	(91.029)	(90.294)	-	-	(669.078)	(570.181)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	-	-	(32.206)	(23.327)	(97.092)	(85.626)	(8.476)	(5.990)	(4.604)	(216)	-	-	(142.378)	(95.159)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	(21.733)	(17.987)	302.560	125.638	757.661	494.769	805.814	798.257	315.740	308.311	-	156.00	2.160.042	1.709.144
RESULTADO FINANCIERO	(29.036)	(16.304)	128.589	166.928	(327.486)	(300.242)	(107.540)	(122.169)	(23.939)	(16.184)	32.912	(3)	(326.500)	(287.974)
Ingresos financieros	27.853	36.361	99.540	48.938	231.813	160.796	10.185	15.135	6.419	6.061	(16.250)	(41.237)	359.560	226.054
Efectivo y otros medios equivalentes	11.603	4.394	78.776	33.172	19.762	24.468	6.693	9.483	3.396	3.058	-	-	120.230	74.575
Otros ingresos financieros	16.250	31.967	20.764	15.766	212.051	136.328	3.492	5.652	3.023	3.003	(16.250)	(41.237)	239.330	151.479
Costos financieros	(38.356)	(45.327)	(183.649)	(127.014)	(566.288)	(432.581)	(115.877)	(136.383)	(30.112)	(24.455)	16.251	41.236	(918.011)	(724.524)
Préstamos bancarios	(8.813)	(5.106)	(3.384)	(100)	(89.731)	(110.711)	(9.184)	(16.049)	(1.102)	(2.143)	-	-	(112.214)	(134.109)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(18.900)	(19.292)	-	-	(68.623)	(89.638)	(88.151)	(102.279)	(20.391)	(20.928)	-	-	(214.265)	(232.137)
Otros	(10.643)	(20.929)	(180.265)	(126.914)	(389.734)	(232.232)	(18.542)	(18.055)	(8.619)	(1.384)	16.251	41.236	(591.552)	(358.278)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	124.144	122.460	-	-	-	-	-	-	-	-	124.144	122.460
Diferencias de cambio	(18.533)	(7.338)	88.554	122.544	6.989	(28.457)	(1.848)	(921)	(246)	2.210	32.911	(2)	107.827	88.036
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	(161)	318	618	1.123	-	-	-	(9)	-	-	-	457	1.432	
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	351	74	-	391	4	34	-	31	-	-	355	530
Resultado de Otras Inversiones	-	-	351	61	-	2	9	-	-	-	-	-	353	70
Resultados en Ventas de Activos	-	-	-	13	-	391	2	25	-	31	-	-	2	460
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(50.930)	(33.973)	432.118	293.763	430.175	194.918	698.278	676.113	291.801	292.158	32.912	153	1.834.354	1.423.132
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	9.720	(2.532)	(118.326)	(139.911)	(187.112)	(84.686)	(225.682)	(246.161)	(91.021)	(91.298)	-	31	(613.021)	(564.557)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	(41.210)	(36.505)	313.192	153.852	243.063	110.232	472.596	429.952	200.780	200.860	32.912	184	1.221.333	858.575
GANANCIA (PÉRDIDA)	(41.210)	(36.505)	313.192	153.852	243.063	110.232	472.596	429.952	200.780	200.860	32.912	184	1.221.333	858.575
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	(41.210)	(36.505)	313.192	153.852	243.063	110.232	472.596	429.952	200.780	200.860	32.912	184	1.221.333	858.575
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	(41.210)	(36.505)	313.192	153.852	243.063	110.232	472.596	429.952	200.780	200.860	32.912	184	821.691	512.669
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	399.642	345.906
País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(33.747)	(25.404)	181.676	49.399	279.039	(9.623)	592.735	608.337	309.499	257.401	16.963	594	1.346.165	880.704
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(2.289.005)	197.229	(119.221)	(44.128)	(497.725)	(214.422)	(339.369)	(338.920)	(154.801)	(33.993)	2.303.373	(271.674)	(1.096.748)	(2.639.908)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	2.517.592	(29.265)	(37.454)	(12.004)	55.374	2.376.437	(445.431)	(373.443)	(173.962)	(206.016)	(2.320.340)	271.220	(404.221)	2.026.929

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

### 33.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países

#### a) Generación y Transmisión

Línea de Negocio	Generacion y Transmision													
	País		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30/09/2019	MUS\$	31/12/2018	MUS\$	30/09/2019	MUS\$	31/12/2018	MUS\$	30/09/2019	MUS\$	31/12/2018	MUS\$	30/09/2019	MUS\$
<b>ACTIVOS</b>														
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>	272.596		334.670		552.660		647.181		253.602		339.038		407.733	
Efectivo y equivalentes al efectivo	94.089		155.473		140.083		165.998		111.044		197.708		208.450	
Otros activos financieros corrientes	-		-		119.707		109.137		43.002		24.387		53	
Otros activos no financieros, corriente	9.899		18.603		54.883		18.911		3.122		2.104		5.478	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	142.720		138.194		117.026		225.977		75.174		52.982		94.493	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	12.563		17.731		114.005		114.531		912		41.668		68.667	
Inventarios corrientes	6.692		4.509		379		405		20.348		20.185		30.457	
Activos por impuestos corrientes, corriente	6.633		160		6.577		12.222		-		4		135	
													1.316	
														13.345
														13.702
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	815.986		1.188.893		747.171		833.154		2.364.179		2.515.463		1.235.649	
Otros activos financieros no corrientes	1.190		-		330.734		366.010		163		592		-	
Otros activos no financieros no corrientes	2.032		769		16.290		16.759		5.936		4.053		6.475	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	327.479		404.821		24		26		3.474		3.520		-	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	32.695		-		1.887		2.521		-		5.023		2.091	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	362		277.022		43.739		46.834		2.448		-		55.511	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	170		263		6.034		5.484		24.363		24.570		24.040	
Plusvalía	-		4.827		-		-		-		5.902		-	
Propiedades, planta y equipo	425.810		501.181		332.495		369.634		2.327.795		2.476.825		1.144.572	
Activos por impuestos diferidos	26.248		10		15.968		25.886		-		1		28	
														42.244
														25.897
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	1.088.582		1.523.563		1.299.831		1.480.335		2.617.781		2.854.501		1.643.382	
													(100.608)	
													(96.863)	
													6.548.968	
														7.419.356

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		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales
	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>													
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	<b>295.026</b>	<b>385.283</b>	<b>555.811</b>	<b>642.003</b>	<b>420.727</b>	<b>511.097</b>	<b>226.648</b>	<b>224.273</b>	<b>(88.323)</b>	<b>(80.218)</b>	<b>1.409.889</b>	<b>1.682.438</b>	
Otros pasivos financieros corrientes	6.768	14.322	325.241	268.907	101.186	234.532	52.445	39.527	-	-	485.640	557.288	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	73.997	168.070	200.830	332.055	165.975	157.577	84.763	90.356	-	91	525.565	748.149	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	118.504	114.209	14.972	15.935	75.830	33.850	31.539	28.511	(88.323)	(80.309)	152.522	112.196	
Otras provisiones corrientes	-	-	-	-	26.942	25.516	48.153	49.008	-	-	75.095	74.524	
Pasivos por impuestos corrientes	52.518	74.814	5.566	14.941	42.991	52.340	5.128	8.296	-	-	106.203	150.391	
Otros pasivos no financieros corrientes	43.239	13.868	9.202	10.165	7.803	7.282	4.620	8.575	-	-	64.864	39.890	
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>240.967</b>	<b>245.332</b>	<b>24.695</b>	<b>82.461</b>	<b>903.515</b>	<b>1.032.101</b>	<b>282.385</b>	<b>328.323</b>	<b>(12.285)</b>	<b>(16.645)</b>	<b>1.439.277</b>	<b>1.671.572</b>	
Otros pasivos financieros no corrientes	42.752	40.229	99	60.398	807.747	936.776	36.718	79.834	-	-	887.316	1.117.237	
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	3.715	44.393	451	500	-	-	-	-	-	-	4.166	44.893	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	16.000	6.230	11.304	15.668	-	-	-	-	(12.285)	(16.645)	15.019	5.253	
Otras provisiones no corrientes	-	-	3.712	3.831	30.017	37.412	21.570	20.134	-	-	55.299	61.377	
Pasivo por impuestos diferidos	116.436	83.005	7.201	-	40.898	30.926	199.654	203.144	-	-	364.189	317.075	
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	2.203	3.508	-	-	24.853	26.987	1.554	1.578	-	-	28.610	32.073	
Otros pasivos no financieros no corrientes	59.861	67.967	1.928	2.064	-	-	22.889	23.633	-	-	84.678	93.664	
<b>PATRIMONIO NETO</b>	<b>552.589</b>	<b>892.948</b>	<b>719.325</b>	<b>755.871</b>	<b>1.293.539</b>	<b>1.311.303</b>	<b>1.134.349</b>	<b>1.105.224</b>	-	-	<b>3.699.802</b>	<b>4.065.346</b>	
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	552.589	892.948	719.325	755.871	1.293.539	1.311.303	1.134.349	1.105.224	-	-	3.699.802	4.065.346	
Capital emitido y pagado	616.018	111.092	259.945	275.319	189.382	201.762	912.753	913.296	-	-	1.978.098	1.501.469	
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(135.872)	258.124	303.366	289.470	459.576	446.982	249.284	389.902	-	-	876.354	1.384.478	
Primas de emisión	-	-	-	-	32.735	34.875	4.324	4.327	-	-	37.059	39.202	
Otras reservas	72.443	523.732	156.014	191.082	611.846	627.884	(32.012)	(202.301)	-	-	808.291	1.140.197	
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>1.088.582</b>	<b>1.523.563</b>	<b>1.299.831</b>	<b>1.480.335</b>	<b>2.617.781</b>	<b>2.854.501</b>	<b>1.643.382</b>	<b>1.657.820</b>	<b>(100.608)</b>	<b>(96.863)</b>	<b>6.548.968</b>	<b>7.419.356</b>	

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											
	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$
<b>ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES</b>												
<b>INGRESOS</b>												
Ingresos de actividades ordinarias	283.645	166.336	573.241	672.628	946.272	953.211	426.581	431.071	(56)	(220)	2.229.683	2.223.026
Ventas de energía	275.678	164.812	567.033	660.633	939.672	936.687	423.258	413.633	-	-	2.205.641	2.175.765
Otras ventas	274.643	164.303	509.721	597.884	919.886	920.677	405.053	387.686	-	-	2.109.103	2.070.550
Otras prestaciones de servicios	-	15	-	-	19.869	15.898	17.015	15.989	-	-	36.884	31.902
Otros ingresos	1.035	494	57.312	62.749	117	112	1.190	9.958	-	-	59.654	73.313
	7.967	1.524	6.208	11.995	6.600	16.524	3.323	17.438	(56)	(220)	24.042	47.261
<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>												
Compras de energía	(78.147)	(13.005)	(293.722)	(458.345)	(341.450)	(339.746)	(155.514)	(144.031)	-	461	(868.833)	(954.666)
Consumo de combustible	(571)	(929)	(231.143)	(417.305)	(145.020)	(129.062)	(31.585)	(32.030)	425	1.310	(407.894)	(578.016)
Gastos de transporte	(60.084)	(1.308)	(39.388)	(18.408)	(37.027)	(38.354)	(51.778)	(52.145)	-	-	(188.278)	(110.215)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(5.910)	(3.999)	(21.089)	(22.478)	(102.203)	(108.340)	(63.519)	(54.248)	(425)	(849)	(193.146)	(189.914)
	(11.582)	(6.789)	(2.101)	(154)	(57.200)	(63.990)	(6.632)	(5.608)	-	-	(79.515)	(76.521)
<b>MARGEN DE CONTRIBUCIÓN</b>	<b>205.498</b>	<b>153.331</b>	<b>279.519</b>	<b>214.283</b>	<b>604.822</b>	<b>613.465</b>	<b>271.067</b>	<b>287.040</b>	<b>(56)</b>	<b>241</b>	<b>1.360.850</b>	<b>1.268.360</b>
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	1.862	2.362	443	327	2.060	1.730	1.187	776	-	-	5.552	5.195
Gastos por beneficios a los empleados	(25.454)	(27.848)	(12.485)	(12.761)	(22.812)	(23.463)	(21.776)	(22.359)	-	-	(82.527)	(86.431)
Otros gastos, por naturaleza	(20.707)	(16.183)	(17.121)	(15.755)	(28.906)	(29.345)	(31.353)	(31.845)	56	(51)	(98.031)	(93.179)
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>161.199</b>	<b>111.662</b>	<b>250.356</b>	<b>186.094</b>	<b>555.164</b>	<b>562.387</b>	<b>219.125</b>	<b>233.612</b>	-	<b>190</b>	<b>1.185.844</b>	<b>1.093.945</b>
Gasto por depreciación y amortización	(59.658)	(55.671)	(24.601)	(24.637)	(54.426)	(55.719)	(49.938)	(51.814)	-	-	(188.623)	(187.841)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	-	(60)	(437)	250	5	(841)	(409)	3.854	-	-	(841)	3.203
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>101.541</b>	<b>55.931</b>	<b>225.318</b>	<b>161.707</b>	<b>500.743</b>	<b>505.827</b>	<b>168.778</b>	<b>185.652</b>	-	<b>190</b>	<b>996.380</b>	<b>909.307</b>
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>71.185</b>	<b>85.845</b>	<b>29.999</b>	<b>21.608</b>	<b>(63.350)</b>	<b>(78.543)</b>	<b>(4.405)</b>	<b>3.050</b>	<b>24.850</b>	<b>(5)</b>	<b>58.279</b>	<b>31.955</b>
Ingresos financieros	81.959	27.884	43.934	21.032	4.595	6.008	5.483	4.709	-	(7.380)	135.971	52.253
Efectivo y otros medios equivalentes	72.694	24.303	5.883	4.282	3.720	3.821	2.846	1.717	-	-	85.143	34.123
Otros ingresos financieros	9.265	3.581	38.051	16.750	875	2.187	2.637	2.992	-	(7.380)	50.828	18.130
Costos financieros	(78.441)	(32.282)	(24.797)	(24.618)	(67.016)	(84.509)	(9.232)	(4.733)	-	<b>7.380</b>	(179.466)	(138.762)
Préstamos bancarios	(28)	(27)	(8.467)	(5.618)	(2.058)	(4.957)	(80)	(137)	-	-	(10.633)	(10.739)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	-	-	(58.339)	(50.857)	(1.538)	(1.458)	-	-	(59.877)	(52.315)
Otros	(78.413)	(32.255)	(16.330)	(19.000)	(6.619)	(28.695)	(7.614)	(3.138)	-	7.380	(108.976)	(75.708)
Resultados por Unidades de Reajuste	(23.112)	(16.749)	-	-	-	-	-	-	-	-	(23.112)	(16.749)
Diferencias de cambio	90.779	106.992	10.862	25.194	(929)	(42)	(656)	3.074	24.850	(5)	124.906	135.213
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	610	1.123	-	-	-	-	-	-	-	610	1.123	
Otras ganancias (pérdidas)	351	74	-	-	-	25	-	37	-	-	351	136
Resultado de Otras Inversiones	351	61	-	-	-	-	-	-	-	351	61	
Resultados en Ventas de Activos	-	13	-	-	-	25	-	37	-	-	-	75
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	173.687	142.973	255.317	183.315	437.393	427.309	164.373	188.739	24.850	185	1.055.620	942.521
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(45.801)	(74.740)	(85.450)	(62.855)	(141.590)	(153.178)	(51.067)	(58.941)	-	-	(323.908)	(349.714)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	127.886	68.233	169.867	120.460	295.803	274.131	113.306	129.798	24.850	185	731.712	592.807
<b>GANANCIA (PERDIDA)</b>	<b>127.886</b>	<b>68.233</b>	<b>169.867</b>	<b>120.460</b>	<b>295.803</b>	<b>274.131</b>	<b>113.306</b>	<b>129.798</b>	<b>24.850</b>	<b>185</b>	<b>731.712</b>	<b>592.807</b>
País		Totales										
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO		30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$									
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	95.555	26.397	130.747	125.011	392.905	395.046	141.847	166.412	-	-	761.054	712.866
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	10.176	117	21.352	(32.860)	(69.663)	(100.590)	(35.267)	101.173	-	-	(73.402)	(32.160)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(86.211)	(11.929)	(167.336)	(83.670)	(408.866)	(358.330)	(120.470)	(205.878)	-	-	(782.883)	(659.807)

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 País	Distribución											
	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$										
<b>ACTIVOS</b>												
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>	314.013	312.128	3.435.215	3.379.172	350.351	416.279	107.874	112.287	(14)	(7)	4.207.439	4.219.859
Efectivo y equivalentes al efectivo	33.829	27.356	265.373	345.537	89.860	196.776	23.274	29.776	-	-	412.336	599.445
Otros activos financieros corrientes	-	-	87.030	42.320	16.765	47	-	-	-	-	103.795	42.367
Otros activos no financieros, corriente	20.234	7.590	164.353	198.877	21.445	6.746	3.818	8.463	-	-	209.850	221.676
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	244.928	251.369	2.656.284	2.568.773	142.296	165.005	62.412	52.271	27	-	3.105.947	3.037.418
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	689	699	4.732	2.077	5.167	4.947	7.817	8.869	(41)	(7)	18.364	16.585
Inventarios corrientes	14.333	25.114	231.673	208.414	69.350	36.933	10.553	12.908	-	-	325.909	283.369
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	25.770	13.174	-	-	-	-	-	-	25.770	13.174
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	5.468	5.825	-	-	-	-	5.468	5.825
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	1.345.559	1.381.972	11.046.157	10.742.727	1.694.789	1.685.379	1.259.038	1.210.429	-	-	15.345.543	15.020.507
Otros activos financieros no corrientes	9	14	2.515.600	2.429.698	2	6	-	-	-	-	2.515.611	2.429.718
Otros activos no financieros no corrientes	87	158	2.718.395	1.110.027	6.549	4.700	-	-	-	-	2.725.031	1.114.885
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	2.798	4.464	236.243	457.136	37.003	36.483	-	-	-	-	276.044	498.083
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	71	108	-	-	-	-	-	-	-	-	71	108
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	200	235	-	-	1.447	137	-	-	-	-	1.647	372
Activos intangibles distintos de la plusvalía	26.021	21.907	5.173.314	5.637.387	80.655	70.525	32.225	31.601	-	-	5.312.215	5.761.420
Plusvalía	-	-	-	662.218	-	-	-	-	-	-	-	662.218
Propiedades, planta y equipo	1.316.373	1.355.086	115.111	59.670	1.565.127	1.573.528	1.226.751	1.178.828	-	-	4.223.362	4.167.112
Propiedad de inversión	-	-	9.940	11.708	-	-	-	-	-	-	9.940	11.708
Activos por impuestos diferidos	-	-	277.554	374.883	4.006	-	62	-	-	-	281.622	374.883
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	1.659.572	1.694.100	14.481.372	14.121.899	2.045.140	2.101.658	1.366.912	1.322.716	(14)	(7)	19.552.982	19.240.366

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													
	País		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$												
	514.741	710.708	3.306.388	3.434.286	537.652	650.767	221.624	268.882	(14)	(7)	4.580.391	5.064.636		
PASIVOS CORRIENTES	9.200	-	492.468	479.938	129.785	156.230	37.453	65.715	-	-	668.906	701.883		
Otros pasivos financieros corrientes	346.396	548.694	2.012.781	2.117.898	311.475	377.606	101.330	131.188	-	-	2.771.982	3.175.386		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	80.518	2.686	510.757	483.142	44.625	64.627	39.584	36.369	(14)	(7)	675.470	586.817		
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	40.984	131.593	131.783	194.941	6.545	10.325	9.950	10.315	-	-	189.262	347.174		
Otras provisiones corrientes	27.253	14.808	4.859	1.024	30.870	21.562	9.184	4.963	-	-	72.166	42.357		
Pasivos por impuestos corrientes	10.390	12.927	153.740	157.343	10.753	16.582	24.123	20.332	-	-	199.006	207.184		
Otros pasivos no financieros corrientes	-	-	-	-	3.599	3.835	-	-	-	-	3.599	3.835		
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	3.599	3.835	-	-	-	-	3.599	3.835		
PASIVOS NO CORRIENTES	402.673	347.653	6.499.158	5.247.163	666.445	598.455	473.322	431.856	-	-	8.041.598	6.625.127		
Otros pasivos financieros no corrientes	9	-	2.341.670	2.033.008	565.946	491.775	424.135	378.835	-	-	3.331.760	2.903.618		
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	153.993	150.992	2.235.563	726.711	-	-	-	-	-	-	2.389.556	877.703		
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	32.695	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32.695	-		
Otras provisiones no corrientes	23.387	23.144	822.009	1.275.636	5.537	2.928	481	481	-	-	851.414	1.302.189		
Pasivo por impuestos diferidos	182.980	161.250	9.783	11.188	-	1.696	43.138	47.103	-	-	235.901	221.237		
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	8.857	11.091	1.088.164	1.198.014	89.015	96.164	3.684	3.552	-	-	1.189.720	1.308.821		
Otros pasivos no financieros no corrientes	752	1.176	1.969	2.606	5.947	5.892	1.884	1.885	-	-	10.552	11.559		
PATRIMONIO NETO	742.158	635.739	4.675.826	5.440.450	841.043	852.436	671.966	621.978	-	-	6.930.993	7.550.603		
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	742.158	635.739	4.675.826	5.440.450	841.043	852.436	671.966	621.978	-	-	6.930.993	7.550.603		
Capital emitido y pagado	509.042	563.803	2.700.156	2.873.858	3.898	4.153	157.289	157.383	-	-	3.370.385	3.599.197		
Ganancias (pérdidas) acumuladas	201.786	69.177	(897.236)	(1.184.278)	200.749	192.954	443.744	414.874	-	-	(50.957)	(507.273)		
Primas de emisión	-	-	-	-	55.076	58.677	-	-	-	-	55.076	58.677		
Acciones propias en cartera	-	-	(11.864)	(12.704)	-	-	-	-	-	-	(11.864)	(12.704)		
Otras reservas	31.330	2.759	2.884.770	3.763.574	581.320	596.652	70.933	49.721	-	-	3.568.353	4.412.706		
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.659.572	1.694.100	14.481.372	14.121.899	2.045.140	2.101.658	1.366.912	1.322.716	(14)	(7)	19.552.982	19.240.366		

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											
	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$										
<b>ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES</b>												
<b>INGRESOS</b>	<b>1.027.673</b>	<b>743.599</b>	<b>6.016.158</b>	<b>4.846.056</b>	<b>1.229.050</b>	<b>1.284.276</b>	<b>708.802</b>	<b>680.108</b>	<b>(7)</b>	<b>-</b>	<b>8.981.676</b>	<b>7.554.039</b>
Ingresos de actividades ordinarias	770.724	734.574	5.396.710	4.190.379	1.216.110	1.276.675	705.286	676.927	-	-	8.088.830	6.878.555
Ventas de energía	741.112	708.611	4.785.239	3.809.922	1.016.121	1.068.868	675.718	646.531	-	-	7.218.190	6.233.932
Otras ventas	1.355	34	3.512	1.974	592	855	821	455	-	-	6.280	3.318
Otras prestaciones de servicios	28.257	25.929	607.959	378.483	199.397	206.952	28.747	29.941	-	-	864.360	641.305
Otros ingresos	256.949	9.025	619.448	655.677	12.940	7.601	3.516	3.181	(7)	-	892.846	675.484
<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>(569.019)</b>	<b>(448.257)</b>	<b>(4.308.496)</b>	<b>(3.611.054)</b>	<b>(717.257)</b>	<b>(778.789)</b>	<b>(459.506)</b>	<b>(460.635)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(6.054.278)</b>	<b>(5.298.735)</b>
Compras de energía	(530.598)	(401.588)	(3.210.269)	(2.601.300)	(543.159)	(593.483)	(433.179)	(436.455)	-	-	(4.717.205)	(4.032.826)
Gastos de transporte	(12.040)	(18.639)	(543.773)	(434.820)	(123.507)	(128.089)	-	-	-	-	(679.320)	(581.548)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(26.381)	(28.030)	(554.454)	(574.934)	(50.591)	(57.217)	(26.327)	(24.180)	-	-	(857.753)	(684.361)
<b>MARGEN DE CONTRIBUCIÓN</b>	<b>458.654</b>	<b>295.342</b>	<b>1.707.662</b>	<b>1.235.002</b>	<b>511.793</b>	<b>505.487</b>	<b>249.296</b>	<b>219.473</b>	<b>(7)</b>	<b>-</b>	<b>2.927.398</b>	<b>2.255.304</b>
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	30.638	28.358	67.468	58.213	20.448	19.485	7.215	6.920	-	-	125.769	112.976
Gastos por beneficios a los empleados	(113.232)	(134.479)	(317.174)	(242.042)	(52.345)	(52.256)	(27.376)	(25.433)	-	-	(510.127)	(454.209)
Otros gastos, por naturaleza	(105.144)	(65.156)	(471.957)	(388.037)	(76.568)	(84.332)	(33.299)	(35.536)	7	-	(886.961)	(573.061)
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>270.916</b>	<b>124.066</b>	<b>985.999</b>	<b>663.136</b>	<b>403.328</b>	<b>388.384</b>	<b>195.836</b>	<b>165.424</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.856.079</b>	<b>1.341.010</b>
Gasto por depreciación y amortización	(36.337)	(30.336)	(310.444)	(222.726)	(89.808)	(90.703)	(41.768)	(39.172)	-	-	(478.357)	(382.937)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(32.206)	(23.267)	(96.781)	(64.988)	(8.480)	(5.149)	(4.195)	(4.070)	-	-	(141.662)	(97.474)
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>202.373</b>	<b>70.463</b>	<b>578.774</b>	<b>375.422</b>	<b>305.040</b>	<b>292.532</b>	<b>149.873</b>	<b>122.182</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.236.060</b>	<b>860.599</b>
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>33.221</b>	<b>68.673</b>	<b>(184.767)</b>	<b>(194.884)</b>	<b>(44.232)</b>	<b>(43.623)</b>	<b>(17.622)</b>	<b>(16.135)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(213.400)</b>	<b>(185.969)</b>
Ingresos financieros	14.787	18.131	189.504	131.894	5.713	9.133	3.521	3.502	-	-	213.525	162.660
Efectivo y otros medios equivalentes	1.148	3.672	15.330	10.834	2.958	4.446	523	511	-	-	19.959	19.463
Otros ingresos financieros	13.639	14.459	174.174	121.060	2.755	4.687	2.998	2.991	-	-	193.566	143.197
Costos financieros	(122.168)	(94.732)	(372.619)	(317.381)	(49.047)	(51.877)	(21.813)	(19.831)	-	-	(565.647)	(483.821)
Préstamos bancarios	(3.357)	(76)	(63.291)	(73.214)	(7.126)	(10.128)	(901)	(1.413)	-	-	(74.675)	(84.831)
Obligaciones garantizadas y/o garantizadas	-	-	(86.823)	(54.301)	(29.812)	(28.400)	(18.853)	(18.768)	-	-	(135.488)	(101.469)
Otros	(118.811)	(94.656)	(222.505)	(189.866)	(12.109)	(13.349)	(2.059)	350	-	-	(355.484)	(297.521)
Resultados por Unidades de Reajuste	146.455	139.209	-	-	-	-	-	-	-	-	146.455	139.209
Diferencias de cambio	(5.853)	6.065	(1.652)	(9.397)	(898)	(879)	670	194	-	-	(7.733)	(4.017)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	8	-	-	-	-	(9)	-	-	-	-	8	(9)
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	-	391	4	9	-	(6)	-	-	4	394
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	-	2	9	-	-	-	-	2	9
Resultados en Ventas de Activos	-	-	-	391	2	-	-	(6)	-	-	2	385
<b>Ganancia (pérdida), antes de impuestos</b>	<b>235.602</b>	<b>139.136</b>	<b>394.007</b>	<b>180.929</b>	<b>260.812</b>	<b>248.909</b>	<b>132.251</b>	<b>106.041</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.022.672</b>	<b>675.015</b>
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(67.438)	(61.669)	(124.617)	(51.603)	(84.067)	(92.964)	(40.827)	(32.357)	-	-	(316.949)	(238.593)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	<b>168.164</b>	<b>77.467</b>	<b>269.390</b>	<b>129.326</b>	<b>176.745</b>	<b>155.945</b>	<b>91.424</b>	<b>73.684</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>705.723</b>	<b>436.422</b>
<b>GANANCIA (PERDIDA)</b>	<b>168.164</b>	<b>77.467</b>	<b>269.390</b>	<b>129.326</b>	<b>176.745</b>	<b>155.945</b>	<b>91.424</b>	<b>73.684</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>705.723</b>	<b>436.422</b>

  

País	Distribución											
	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30/09/2019 MUS\$	30/09/2018 MUS\$										
<b>ESTADO DE FLUOS DE EFECTIVO</b>												
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	88.769	23.003	230.684	(81.671)	200.475	213.291	169.640	120.044	-	-	689.568	274.667
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(132.496)	(44.244)	(511.255)	(286.550)	(243.642)	(238.329)	(121.909)	(71.427)	-	-	(1.009.302)	(640.550)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	59.585	(75)	226.519	614.175	(62.672)	(15.112)	(54.302)	(93.396)	-	-	169.130	505.592

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. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS

### 34.1 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	30/09/2019	31/12/2018	2019	Activos	2020	Activos	2021	Activos
Mitsubishi Corporation	Enel Generación Costanera S.A.	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	MUS\$	3.041	MUS\$	46.637	54.460	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Enel Distribución Río	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	MUS\$	3.776	MUS\$	16.243	225.471	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Enel Distribución Ceará	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	MUS\$	16.579	MUS\$	97.584	126.474	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Enel Distribución Goias	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	MUS\$	23.526	MUS\$	79.634	101.507	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Enel Distribución Sao Paulo	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	MUS\$	24.188	MUS\$	891.773	828.266	-	-	-	-	-	-
Banco Crédito del Perú	Enel Generación Piura	Acreedor	Hipoteca	Activo Fijo	MUS\$	40.988	MUS\$	60.510	37.824	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Enel Distribución Perú	Acreedor	Hipoteca	Activo Fijo	MUS\$	31.629	MUS\$	30.744	-	-	-	-	-	-	-
Acreedor	Enel Generación Perú	Acreedor	Hipoteca	Activo Fijo	MUS\$	3.027	MUS\$	3.036	-	-	-	-	-	-	-

Al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos asciende a MUS\$78.685 y MUS\$7.692, 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 2019 asciende a M\$323.573.585 (MUS\$445.203).

Al 30 de septiembre de 2019, Enel Américas tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de MUS\$96.536.455 (MUS\$108.243.549 al 31 de diciembre de 2018).

### 34.2 Garantías Indirectas

Tipo	Nombre del Contrato	Fecha de Término	Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Saldo pendiente al		
				Nombre	Relación		Moneda	30/09/2019	31/12/2018
Solidario	Bono H	Octubre 2028	Bonistas Programa de Bonos Enel Generación Chile (ex Endesa Chile)	Enel Generación Chile	Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas) *	Codeudor Solidario	MUS\$	74.039	78.925
Solidario	Bono M	Diciembre 2029	Bonistas Programa de Bonos Enel Generación Chile (ex Endesa Chile)	Enel Generación Chile	Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas) *	Codeudor Solidario	MUS\$	371.165	394.987
Aval	DEBÉNTURES 9 <sup>a</sup> EMISSÃO (AMPL19)	Diciembre 2020	DEBENTURES	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Aval	MUS\$	146.948	155.237
Solidario	CITIBANK 4131 III	Junio 2019	CITIBANK	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Aval	MUS\$	-	37.159
Aval	BNP PARIBAS 4131	Febrero 2022	BNP PARIBAS	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Aval	MUS\$	97.285	-
Aval	CITIBANK 4131 II	Marzo 2021	CITIBANK	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Aval	MUS\$	97.055	97.276
Aval	ITAÚ 4131	Julio 2021	ITAÚ	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Aval	MUS\$	76.285	77.203
Aval	CITI 4131 FORTALEZA	Abril 2020	CITIBANK	Enel Generación Fortaleza	Enel Brasil	Aval	MUS\$	60.873	60.974
Aval	ITAÚ 4131 CELG - I	Julio 2020	ITAÚ BBA INTERNATIONAL PLC	Enel Distribución Goias (ex-CELG)	Enel Brasil	Aval	MUS\$	76.360	77.143
Aval	ITAÚ 4131 CELG - II	Agosto 2020	ITAÚ BBA INTERNATIONAL PLC	Enel Distribución Goias (ex-CELG)	Enel Brasil	Aval	MUS\$	95.547	96.524
Aval	ITAÚ 4131 CELG - IV	Febrero 2021	ITAÚ BBA INTERNATIONAL PLC	Enel Distribución Goias (ex-CELG)	Enel Brasil	Aval	MUS\$	30.650	31.011
Aval	ITAÚ 4131 CELG - V	Enero 2020	ITAÚ BBA INTERNATIONAL PLC	Enel Distribución Goias (ex-CELG)	Enel Brasil	Aval	MUS\$	42.886	41.264
Aval	NP 1 <sup>a</sup> Emissão	Octubre 2019	ITAÚ UNIBANCO S.A.	Enel Distribución Goias (ex-CELG)	Enel Brasil	Aval	MUS\$	52.912	54.145
Aval	CITIBANK 4131	Enero 2021	CITIBANK	Enel Distribución Goias (ex-CELG)	Enel Brasil	Aval	MUS\$	145.826	-
Aval	BNDES FINAME GIRO	Mayo 2023	BNDES	Enel Distribución Goias (ex-CELG)	Enel Brasil	Aval	MUS\$	24.231	26.058
Aval	SCOTIABANK 4131 CELG	Agosto 2022	SCOTIABANK	Enel Distribución Goias (ex-CELG)	Enel Brasil	Aval	MUS\$	48.519	-
Aval	BNP PARIBAS 4131	Noviembre 2019	BNP PARIBAS- CREDIT AGREEMENT	EGP Volta Grande	Enel Brasil	Aval	MUS\$	262.240	267.302
Aval	DEBÉNTURES - 23 <sup>a</sup> EMISSÃO - 1 <sup>a</sup> serie	Septiembre 2021	DEBENTURES	Enel Distribución Sao Paulo	Enel Brasil	Aval	MUS\$	169.499	185.268
Aval	DEBÉNTURES - 23 <sup>a</sup> EMISSÃO - 2 <sup>a</sup> serie	Septiembre 2023	DEBENTURES	Enel Distribución Sao Paulo	Enel Brasil	Aval	MUS\$	336.093	367.520
Aval	DEBÉNTURES - 23 <sup>a</sup> EMISSÃO - 3 <sup>a</sup> serie	Septiembre 2025	DEBENTURES	Enel Distribución Sao Paulo	Enel Brasil	Aval	MUS\$	-	237.325
Fianza	FINEP	Febrero 2020	FINEP	Enel Distribución Sao Paulo	n.a	Fianza	MUS\$	611	
Fianza	FINEP	Abri 2024	FINEP	Enel Distribución Sao Paulo	n.a	Fianza	MUS\$	16.130	-
						Total		2.225.153	2.285.321

(\*) 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.

### 34.3 Litigios y arbitrajes

A la fecha de preparación de estos Estados financieros consolidados, los litigios más relevantes de Enel Américas y sus subsidiarias son los siguientes:

a) Juicios pendientes Enel Américas:

El Servicio de Impuestos Internos (SII) efectuó una revisión normal correspondiente al año comercial 2012 (Año Tributario 2013). Con fecha 4 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 (actual Enel Américas) 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 Fondo de Utilidades Tributables, 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, y el fallo de segunda instancia fue desfavorable, con voto disidente de un ministro. Con fecha 15 de noviembre 2018, la compañía presentó recurso de casación en el fondo. La Corte de Apelaciones aceptó su admisibilidad, está pendiente admisibilidad en Corte Suprema. En enero de 2019, la Tesorería General de la República notificó requerimiento de pago de impuestos a Enel Américas. La compañía solicitó se esperara la resolución de la Corte de Apelaciones sobre la suspensión del giro. El 1º marzo solicitamos se resolviera derechamente la suspensión del cobro presentada con fecha 8 de noviembre 2018. El 11 de marzo 2019, el Tribunal resolvió suspender el cobro de impuestos por el plazo máximo legal de 6 meses. Con fecha 15 de marzo, el expediente ingresó a la Corte Suprema para su examen de admisibilidad de fondo. El 19 de marzo, la compañía se hizo parte del recurso de casación. En septiembre de 2019, se solicitó la renovación de la suspensión del giro, está pendiente la resolución. Cuantía MCLP\$ 6.942.160 (aprox. MUS\$ 9.533).

b) Juicios pendientes subsidiarias:

**Argentina:**

1. Síntesis del Litigio: Edesur S.A. promovió reclamo administrativo contra el Estado Nacional por los perjuicios derivados del incumplimiento de las obras concernientes al “Plan de Renovación y Repotenciación de Líneas Convencionales y Ampliación de Alumbrado Público” (Plan Más Cerca Eléctrico) que debían ser solventadas por la Autoridad Federal y ejecutado por las jurisdicciones locales en las cuales Edesur S.A. presta su servicio. El financiamiento de tales obras ejecutadas parcialmente y/o inejecutadas, implicaba una sustitución de ingresos tarifario previo a la entrada en vigencia de la Revisión Tarifaria Integral con fecha 1 de febrero de 2017. Los daños se corresponden con los costos de la ejecución de las obras y el reclamo de las penalizaciones por deficiente calidad de servicio que Edesur S.A. tuvo que afrontar en las zonas donde no se ejecutó correctamente el plan de infraestructura eléctrica mencionado.

- Partes: Edesur S.A. –Reclamante- y Estado Nacional – Secretaría de Planificación Territorial y Coordinación de la Obra Pública (Ministerio del Interior) –Reclamado-.
- Autoridad interviniente: Secretaría de Planificación Territorial y Coordinación de la Obra Pública (Ministerio del Interior)
- N° Expte.: EX2019-09454162-APN-SPTYCOP.
- Monto: \$ 3.100.000.000 equivalente a aproximadamente US\$ 54.000.000.
- Novedades último trimestre: El trámite se encuentra en análisis por parte de la Administración. A la fecha la Administración no ha notificado a Edesur resolución sobre el diferendo aquí indicado.

**Colombia:**

2. En demanda de Acción de Grupo, promovida contra Emgesa S.A. ESP por el ciudadano José 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 MUS\$ 8.224 equivalente a MCOP 28.471.570. 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. En auto del 8 de mayo de 2019 el Juzgado dispuso que se concedía cerca de US\$ 200 para gastos de la pericia sin que a la fecha la parte demandante los haya cancelado. Estamos a la espera de que pasen seis (6) meses de dicha actuación para pedir el desistimiento tácito de dicha prueba y que se continúe con la etapa de alegatos finales.
3. 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 27 de julio de 2017 el Tribunal Administrativo del Huila emitió fallo acogiendo los argumentos de la DIAN considerando que sobre estos ingresos no hay beneficio al considerar que no provienen del desarrollo del objeto social de la Compañía. El fallo no planteó un sustento jurídico de fondo y tampoco se pronunció sobre varios argumentos de defensa presentados por la empresa. Del mismo modo, el Tribunal 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. La cuantía total de este litigio se estima en COP 119.102 millones (aprox. MUS\$ 34.403).
4. 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 un contador, el que fue favorable para la empresa, del cual se solicitó aclaración por parte de Emgesa, aclaración que también resultó favorable. Se culminó la etapa probatoria presentándose alegaciones finales y, a la fecha, se encuentra en Despacho para fallo de primera instancia. La cuantía involucrada en este litigio es indeterminada.

5. En demanda de Acción Popular que cursa en el Tribunal Administrativo del Huila con radicado 41001233300020140052400 contra Emgesa S.A. ESP. - Nación - Ministerio de Ambiente y Desarrollo y Ministerio de Minas y Energía, 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, y asimismo 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. Los alegatos finales se presentaron por parte de Emgesa el 15 de junio de 2018, quedando en Despacho el expediente para sentencia desde el 18 de junio de 2018. Se espera que antes de finalizar este año se dicte sentencia de primera instancia.
6. Acción de Grupo en contra de Codensa S.A. presentada por varios Conjuntos Residenciales entre ellos el Centro Médico de la Sabana, la cual se cursa ante el Juzgado Primero Administrativo de Bogotá 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 la 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 COP 337.000 millones (aprox. MUS\$ 97.342).
7. 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 del 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 había 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 períodos 1998 a 2004, quedando una obligación a pagar de Codensa a la UAESP de COP 14.433 millones (aprox. MUS\$ 4.169). Mediante auto de 1º 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 UAEPS expidió la Resolución No. 000730 del 18 de diciembre de 2017, donde determinó que Codensa debía cancelar COP 113.082 millones (aprox. MUS\$ 32.664). 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 estaba en etapa inicial de contestación de la demanda por la UAESP. Frente a este proceso, el pasado 21 de agosto de 2019 el Tribunal Administrativo de Cundinamarca al realizar la audiencia inicial considera que no hay pruebas por practicar y dicta fallo de forma negativa para CODENSA, restando cualquier valor a la transacción celebrada por las partes en el año 2014. Ante esta situación se presenta recurso de apelación el cual se surtirá ante el Consejo de Estado. 2.- La UAESP inició el cobro ejecutivo, pero con la admisión de la demanda de nulidad el cobro está suspendido. 3. Codensa SA ESP realizó un pago por un valor de COP 24.400 millones (aprox. MUS\$ 7.048) 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 (aprox. MUS\$ 25.620).
8. El pasado 4 de diciembre de 2017 se notifica a Enel Américas 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\$ 18.376), 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\$ 23.922), 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 e incluir nuevos temas. El 8 de octubre de 2018, GEB radica la nueva demanda ante el Centro de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Bogotá por presunto incumplimiento del AMI en relación con la falta de distribución de dividendos en 2016, 2017 y 2018 en las empresas Emgesa y Codensa, el incumplimiento de otras disposiciones del acuerdo de accionistas y solicitando además indemnización de perjuicios. La nueva reclamación económica asciende a unos MCOP 1.876.417.133 (MUS\$ 542.002) más intereses. El procedimiento se encuentra en la fase probatoria.

9. Se encuentran en curso 38 solicitudes de trámite arbitral instauradas por el socio local Grupo Energía Bogotá contra Codensa (17) – Emgesa (21), donde se busca la nulidad de las Actas de la 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. v) Insuficiente información para toma de decisiones, etc.

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 la acumulación sugerida con el arbitramento contra Enel Américas. Estos trámites arbitrales se encuentran en su fase inicial. Mediante auto de fecha 21 de junio de 2019, el Tribunal de Arbitramento que primero se instaló decidió acumular los trámites en uno solo por cuanto las pretensiones son similares, se pueden llevar por el mismo procedimiento, entre las mismas partes y se valen de las mismas pruebas. No obstante, se presentó recurso contra esta decisión por el apoderado de las Compañías de CODENSA y EMGEZA, dando lugar a que el 20 de agosto de 2019 se revocara el auto parcialmente y solo se acumularan los 21 arbitramientos de EMGEZA, porque se aceptó que son partes diferentes a pesar de tener accionista controlante común. De esta manera, solo se llevará un arbitramento por EMGEZA y por CODENSA y continuarán los 17 arbitramientos separadamente. El arbitramento de Emgesa está en su fase de contestación de la demanda, mientras que los de CODENSA tan solo uno está en fase de contestación y los otros no han sido notificadas las demandas.

**Perú:**

10. En Perú, la SUNAT (Superintendencia Nacional de Aduanas y Administración Tributaria), autoridad fiscal, cuestionó a Enel Generación Perú S.A.A. (antes denominada Edegel), 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.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.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 periodo 1999:** En 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. Enel Generación Perú S.A.A. pagó la deuda reliquidada por SUNAT en junio 2012, por el equivalente a MPEN 37.710 (MUS\$ 11.151), la cual tendrá que ser devuelta en caso se obtenga un resultado favorable en la demanda

planteada ante el Poder Judicial ("PJ") contra lo resuelto por el TF, interpuesta en mayo 2012, contra la SUNAT y el TF.

En marzo de 2018, Enel Generación Perú S.A.A. recibió la resolución de la Corte que declaró la nulidad de la resolución del Juzgado y ordenó emitir un pronunciamiento sobre la pretensión de la demanda. En junio de 2018, el expediente fue remitido al Juzgado y en agosto de 2018 se realizó el informe oral. En septiembre de 2018, Enel Generación Perú S.A.A. presentó los alegatos para un mejor resolver.

**Respecto del periodo 2000 y 2001:** El criterio adoptado respecto al periodo 1999, fue replicado para los periodos 2000 y 2001, por lo que Enel Generación Perú S.A.A. pagó MPEN 18.786 (MUS\$ 5.555).

Expediente judicial: En marzo de 2018, el Juzgado del PJ emitió una resolución declarando infundada 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 Generación Perú S.A.A. presentó una apelación por la parte desfavorable. En octubre de 2018, el Ministerio Público emitió el dictamen fiscal donde señaló que es de la opinión que se confirme la sentencia de primera instancia. En diciembre de 2018, se llevó a cabo el informe oral y se presentaron diversos escritos para mejor resolver. En el mismo mes, la Sala del PJ emitió sentencia declarando nula la sentencia de primera instancia, disponiendo que el Juzgado emita nuevo pronunciamiento, atendiendo los argumentos expuestos en la misma sentencia. En marzo de 2019 la Sala devolvió el expediente judicial al Juzgado. En junio de 2019, Enel Generación Perú S.A.A. dio informe oral y presentó alegatos.

Expediente administrativo: 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 periodo de 1999, mediante la cual la SUNAT procedió a reliquidar la deuda tributaria por el periodo de 2000-2001. Según SUNAT, la deuda tributaria actualizada de Enel Generación Perú S.A.A. ascendía a PEN 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 PEN 22MM, por el IR 2001. En septiembre 2017, Enel Generación Perú S.A.A. 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 liquida, lo que se generaba que la deuda tributaria liquida por SUNAT sea PEN 190 MM y no PEN 220 MM. En septiembre de 2017, Enel Generación Perú S.A.A. presentó recurso de apelación contra la mencionada Resolución de Cumplimiento. En julio de 2018, Enel Generación Perú S.A.A. presentó argumentos por escrito. En septiembre de 2019, el Tribunal Fiscal designó el 1 de octubre de 2019 como fecha para que se lleve a cabo el informe oral.

Las próximas actuaciones.

**Respecto de 1999:** Enel Generación Perú S.A.A. está a la espera que el Juzgado del PJ emita una nueva resolución (sentencia).

**Respecto de 2000 y 2001:** Se espera que se realice el informe oral ante el TF y que emita la correspondiente resolución. Se espera que el Juzgado se pronuncie sobre los reclamos de la demanda de Enel Generación Perú S.A.A.

La cuantía total de estos litigios se estima en MPEN 75.467 (MUS\$ 22.317).

11. La SUNAT desconoció a Enel Distribución Perú S.A.A. (antes denominada Edelnor) las pérdidas comerciales de energía, reconocidas por la compañía entre los años 2006 al 2011, 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.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.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.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 de los procesos es:

**Para el año 2006:** El TF falló en contra de Enel Distribución Perú S.A.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.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 MPEN 14.517 millones (MUS\$ 4.293). Luego de una decisión parcialmente en favor de Enel Distribución Perú, 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 Distribución Perú S.A.A. recibió notificación de la resolución que declaró rechazado su recurso extraordinario (casación) y admitido el recurso extraordinario de la SUNAT. En junio 2018, Enel Distribución Perú S.A.A. 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 S.A.A. 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, Enel Distribución Perú S.A.A. 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.

**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. Enel Distribución Perú S.A.A. proporcionó Informe Oral al TF y presentó los argumentos finales escritos.

**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.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 MPEN 5.274 (MUS\$ 1.560), este monto incluye intereses moratorios por pagos a cuenta y multas. Se presentó una apelación ante el TF. En julio de 2019, se llevó a cabo el informe oral y Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con la Resolución del TF mediante la cual se emitió un pronunciamiento desfavorable para la empresa.

**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 MPEN 5.085 (MUS\$ 1.504) 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 MPEN 3.126 (MUS\$ 924) 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:** Enel Distribución Perú está a la espera de una resolución de la Corte Suprema, que falle el recurso extraordinario de la SUNAT (casación).

**Para el año 2009:** Enel Distribución Perú S.A.A. presentará una demanda contra la resolución ante el Poder Judicial como máximo el 31 de octubre del presente.

**Para los años 2007, 2008, 2010 y 2011:** A la espera que el TF emita la resolución correspondiente.

La cuantía total por estos litigios se estima en MPEN 77.127 (MUS\$ 22.785).

12. En 1997, Enel Generación Perú S.A.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.A. en la cantidad US\$ 13 millones. En 1998, Enel Generación Perú S.A.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.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.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 sus 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 PJ 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.

La evolución del proceso es el siguiente:

Tras una decisión adversa en el proceso administrativo, Enel Perú pagó a SUNAT el impuesto adeudado de MPEN 87.055 (MUS\$ 25.744) y presentó una demanda judicial contra SUNAT y el TF. 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. En octubre 2018, se llevó a cabo el informe oral sin la presencia de los representantes de SUNAT. En setiembre de 2019, Enel Perú fue notificada con la sentencia que declaró infundada la demanda, salvo en un petitorio. En ese mismo mes, Enel Perú presentó una apelación contra la mencionada sentencia.

La cuantía total de este litigio asciende a MPEN 87.055 (MUS\$25.744) debidamente pagada. El expediente judicial se encuentra pendiente de asignación a una Sala del PJ.

13. 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 MUS\$ 41,2 millones (MPEN 140). Por su parte, la controversia contiene pretensiones de Enel Generación Perú S.A. contra Electroperú por aproximadamente US\$ 18,5 millones. Electroperú presentó su demanda el 4 de junio de 2017 y Enel Generación Perú presentó su contestación de demanda y reconvenCIÓN el 4 de agosto de 2017. El 10 de agosto de 2017 el tribunal arbitral notificó a Enel Generación Perú la liquidación de los gastos arbitrales. El 18 de septiembre de 2017 Electroperú presentó su réplica a la contestación de demanda y reconvenCIÓN de Enel Generación Perú. El 3 de octubre de 2017, Electroperú presenta su contestación a la reconvenCIÓN de Enel Generación Perú. El 2 de noviembre de 2017 Enel Generación Perú presentó su respuesta a la réplica de Electroperú. Con fecha 17 de noviembre de 2017, Enel Generación Perú absolvio el traslado de la contestación a la reconvenCIÓN efectuada por Electroperú. Con fecha de 2 de enero de 2018, Enel Generación Perú presentó dúplica a lo alegado por Electroperú. Los días 23, 24 y 25 de julio de 2018 se llevaron a cabo las audiencias únicas. El 24 de agosto de 2018, las partes presentaron sus alegatos finales. El 20 de agosto de 2019, se recibió el laudo arbitral final en virtud del cual el tribunal en mayoría declaró: (i) fundada la primera pretensión principal de Electroperú, ordenando a Enel Generación Perú pagar a Electroperú la suma de US\$ 41 289 000,00 más intereses legales; (ii) fundada la segunda pretensión principal de Electroperú, ordenando a Enel Generación Perú pagar a Electroperú la suma de S/ 49 228,76 más intereses legales; (iii) infundada la reconvenCIÓN de Enel Generación Perú; y (iv) que Enel Generación Perú debe asumir íntegramente las costas del proceso, debiendo reembolsar a Electroperú la suma aproximada de US\$ 589 000,00. El 11 de setiembre de 2019, Enel Generación Perú presentó al tribunal arbitral un recurso solicitando (i) la exclusión del laudo de las pretensiones de Electroperú no contenidas en su demanda arbitral y (ii) la interpretación del laudo para subsanar vicios de motivación y valoración de las pruebas. En tanto el tribunal no resuelva el pedido de exclusión e interpretación de Enel Generación Perú, el laudo arbitral final es inejecutable.

**Brasil:**

**Enel Distribución Ceará (Companhia Energética do Ceará S.A. o “Coelce”)**

14. IPDEC ha presentado una Acción Civil Pública en contra Enel afirmando que la inclusión de los costes por hurto de energía reflejados por las distribuidoras en la tarifa es ilegal. Se requiere la exclusión de este componente de la tarifa y la devolución de los valores indebidamente cobrados por la concesionaria. El juez dictó decisión determinando el traslado de la demanda para la Justicia Federal, considerándose el interés de ANEEL en la materia. El 30 de setiembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 159.405 (MMBRL 664,7).
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 ha considerados datos imprecisos en el proceso. Se 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 instancia, pero el proceso de revisión arancelario fue considerado equivocado en estas instancias. Actualmente, un recurso especial presentado por Enel Distribución Ceará está pendiente de juicio por el Superior Tribunal de Justicia. El monto involucrado en la demanda es inestimable.

16. El Ministerio Público del Trabajo ha presentado una Acción Civil Pública en contra Enel afirmando que la compañía estaría contratando a terceros para la ejecución de servicios finales ("Tercerización"), lo que sería contrario a la legislación brasileña (Enunciado 331 del TST), que solamente permitiría la ejecución de servicios no esenciales por terceros. El Tribunal Superior del Trabajo dictó fallo declarando ilegal la Tercerización. Actualmente, un recurso presentado por Enel Distribución Ceará está pendiente de juicio por la Sección de la Negociación Colectiva (instancia revisora en Tribunal Superior del Trabajo). El monto involucrado en la demanda es inestimable.
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 que Enel paga regularmente el alquiler de la red a 13 electrificadoras rurales, una discusión sobre la propiedad de estos activos está pendiente de decisión, pues los mismos ya habrían sido sustituidos directamente por Enel a lo 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. No hay decisión cautelar y todavía no hay decisión de primera instancia.
- Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú – COPERVA x Companhia Energética do Ceará – Coelce. El Tribunal de Justicia [TJCE] en segunda instancia dictó decisión favorable a Enel rechazando el pedido de revisión del alquiler. En contra esta decisión, COPERVA ha presentado un recurso especial al STJ. El 05/11/18, STJ dictó un fallo por el recurso especial presentado por COPERVA y anuló la decisión de los embargos de aclaración presentados por COPERVA. En resumen, el juez ponente afirmó que la decisión del TJCE no ha aclarado satisfactoriamente los hechos presentados en los embargos de aclaración de COPERVA y determinó un nuevo juicio de este recurso. En contra esta decisión, el 3 de diciembre de 2018, Enel ha presentado un recurso al propio STJ para que decida sobre la cuestión, a la fecha sin juicio. El 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado en las dos demandas era de MUS\$ 62.002 (MMBRL 258,5).
- Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural – COERCE x Companhia Energética do Ceará – Coelce. No hay decisión cautelar y todavía no hay decisión de primera instancia. El 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 37.193 (MMBRL 155,1).
- Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural – COPERCA x Companhia Energética do Ceará – Coelce. El 13 de junio de 2019, el juez dictó decisión determinando el traslado de la demanda a la Justicia Federal, considerándose el interés de ANEEL en la demanda. El 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 32.307 (MMBRL 134,7).
18. Fiação Nordeste do Brasil S/A – Finobrasa (sucedida por Vicunha) ha presentado una demanda en contra Enel afirmando que el reajuste de las tarifas de energía eléctrica hecho por medio de las Portarías N° 38 y 45 (DNAEE) en febrero de 1986 son ilegales. Se 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 ha rechazado el reflejo en los demás reajustes (efecto cascada). Actualmente un recurso especial presentado por Finobrasa está pendiente de juicio por el Superior Tribunal de Justicia (tercera instancia). El 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de US\$ 23,012,158 (96,2 MBRL).
19. Enel Distribución Ceará, a efectos de calcular el importe de ICMS deducible respecto del ICMS total gravado a las compras de energía, debe aplicar la regla de prorrata. La regla señala que el porcentaje que representen los ingresos gravados por ICMS sobre el total de ingresos (gravados por ICMS y no gravados con ICMS) es deducible. Enel Distribución Ceará S.A. considera, a efectos de su inclusión en el denominador de la prorrata, que el ingreso no gravado resulta de la aplicación del precio de venta final de la energía (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 para consumidores de bajos ingresos del estado de Ceará). Por la diferencia de interpretación de la legislación, Enel Distribución Ceará registra 10 demandas correspondientes al periodo de 2005 a 2014. La Compañía sigue con su defensa en los procesos administrativos y judiciales. La cuantía total de estos litigios se estima en MMBRL 222 (MUS\$ 53.678).

20. El Estado de Ceará levantó actas contra Enel Distribución Ceará por los periodos correspondientes al 2003 y del 2004 al 2014, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el ICMS gravado a la adquisición de activos fijos. Enel Distribución Ceará presentó sus defensas en todos los procesos administrativos y aguarda fallos definitivos. La cuantía total de este litigio se estima en MMBRL 188 (MUS\$ 45.434).

#### **Enel Distribución Goiás S.A. (antes CELG Distribuição S.A.)**

21. Municipalidades han presentado demandas en contra Enel afirmando que un acuerdo hecho entre Enel, estado de Goiás y una Asociación de Municipalidades [AGM] que preveía 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 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 está 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 CELG Distribuição S.A. El 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 133.078 (MMBRL 555).
- Municipio de Quirinópolis x CELG Distribuição S.A. El 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 71.479 (MMBRL 298,2).
- Municipio de Anápolis x CELG Distribuição S.A. El 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 69.323 (MMBRL 289,2).
- Municipio de Bela Vista de Goiás x CELG Distribuição S.A. El 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 22.390 (MMBRL 93,4).
- Municipio de Goiatuba x CELG Distribuição S.A. El 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 20.613 (MMBRL 86,0).
- Municipio de Caiapônia x CELG Distribuição S.A. El 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 23.765 (MMBRL 99,1).
- Municipio de Cezarina x CELG Distribuição S.A. El 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 29.946 (MMBRL 124,9).

22. Un grupo de 21 proveedores han presentado una demanda en contra Enel afirmando que la modalidad de contratación (Tercerización) hecho por Enel [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. El recurso especial presentado por Enel fue rechazado por el Superior Tribunal de Justicia (tercera instancia), todavía está pendiente de juicio por el Supremo Tribunal Federal un Recurso Extraordinario presentado por Enel. El 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 37.334 (MMBRL 155,6).

23. Enel Brasil S.A y Enel Distribución Goiás presentaron una orden de seguridad en contra de la autoridad fiscal del Estado de Goiás para que el procedimiento de restitución de los montos que Enel Distribución Goiás pague en relación a las demandas garantizadas por las leyes N.º 17.555 (FUNAC) y 19.473 (Créditos Fiscales) continúe operando normalmente. El juez rechazó el pedido cautelar. Enel Brasil y Enel Distribución Goiás presentaron un recurso en contra de la decisión cautelar, lo cual fue acogido por el Tribunal de Justicia del Estado de Goiás, determinándose la suspensión de los efectos de la nueva ley y la vigencia integral de las leyes N.º 17.555 (FUNAC) y 19.473 (Créditos Fiscales). La decisión cautelar fue revocada por el Tribunal, pues el juez no consideró urgente dicha medida cautelar. Enel Brasil S.A y Enel Distribución Goiás han presentado un recurso en contra de la decisión, argumentando que el derecho a la garantía y créditos fiscales es legal y contractual, siendo claramente ilegales las acciones del estado de Goiás con el objetivo de suspender la aplicación integral de las leyes. No hay decisión de primera instancia. La cuantía de este juicio es indeterminada.

24. Brasil S.A y Enel Distribución Goiás presentaron una acción ordinaria en contra el Estado de Goiás para que la ley N.º 20.648 y todos sus reflejos sean suspendidos. En resumen, la ley N.º 20.648 ha revocado integralmente la ley N.º 19.473 (Créditos Fiscales), que otorga el derecho a Enel Distribución Goiás, como alternativa al pago en efectivo, de compensación de pagos que la compañía efectúe por litigios empezados antes de 2015 por medio de créditos fiscales. El juez rechazó el pedido cautelar. Enel Brasil S.A y Enel Distribución Goiás han presentado un recurso en contra de la decisión, argumentando que la revocación de la ley N.º 19.473 (Créditos Fiscales) es constitucional, toda vez que los créditos fiscales fueron establecidos

en plena conformidad con la legislación aplicable, caracterizándose como derecho adquirido. No hay decisión de primera instancia. La cuantía de este juicio es indeterminada.

25. Enel Distribución Goiás ("CELG"), fue fiscalizada por las autoridades tributarias brasileñas debido a su postura sobre la exclusión de los montos de ICMS de la base de Contribuciones Sociales (PIS/COFINS). La Compañía excluyó el ICMS antes de pronunciarse un fallo definitivo y, en consecuencia, la Administración Tributaria brasileña emitió 4 Actas en contra de CELG, argumentando que la exclusión no estaba permitida. En la jurisprudencia sobre el tema, la Suprema Corte reconoció que el ICMS no debe ser parte de la base imponible del PIS y de la COFINS. Esta demanda aún tiene pendiente un pronunciamiento sobre el recurso presentado por la Hacienda Pública. En el caso específico de Enel Distribución Goiás, la decisión favorable en el litigio para anulación de las dos actas del periodo de 2000 hasta 2003 quedó firme y definitiva en favor de la Compañía. Dicha decisión será presentada en la acción de cobro para su finalización en favor de Enel Goiás. La Compañía sigue aguardando decisión final en la instancia administrativa para el periodo de 2004 hasta septiembre de 2005 y decisión final en la acción judicial para declaración del derecho de Enel Goiás no incluir el ICMS en la base de las Contribuciones Sociales. La cuantía es de MMBRL 617 (MUS\$ 148.655).
26. En marzo de 2017, el Supremo Tribunal Federal de Brasil (STF) resolvió un asunto de repercusión general, relacionado con el cálculo de los impuestos PIS y COFINS. El STF confirmó la tesis de que el impuesto ICMS no debe formar parte de la base de cálculo del PIS y COFINS, sin embargo, el Gobierno Federal presentó un recurso de apelación, buscando determinar los efectos temporales y algunas aclaraciones.

Nuestras filiales en Brasil que fueron afectadas por la resolución del STF, presentaron acciones judiciales en este sentido, en los respectivos Tribunales Regionales Federales. Durante el presente año, se notificó a Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará los fallos definitivos emitidos por dichos Tribunales, reconociendo su derecho a deducir el ICMS aplicado a sus propias operaciones de las bases de cálculo del PIS y COFINS (por los periodos comprendidos entre dic-2003 y dic-2014 para Enel Distribución Sao Paulo, y mayo-2001 en adelante para Enel Distribución Ceará).

Considerando diversos análisis internos y de asesores legales, como así también las mejores estimaciones disponibles, Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará reconocieron activos por MUS\$ 1.198.055 (4.971.890.710,70 reales) y MUS\$ 345.477 (1.433.718.657,70 reales), respectivamente, valores a septiembre, 2019. Como el pago en exceso de los impuestos PIS y COFINS fue repercutido en su momento a los clientes finales, en forma simultánea al reconocimiento de estos impuestos por recuperar, nuestras subsidiarias han reconocido un pasivo de orden regulatorio por los mismos montos antes indicados, netos de cualquier costo incurrido o por incurrir por las Compañías en estos procesos judiciales. Estos pasivos representan la obligación de restituir a los clientes finales los impuestos que se recuperen.

El Grupo adoptará los procedimientos de recuperación de crédito fiscal de acuerdo con las disposiciones legales. La transferencia a los consumidores dependerá del uso efectivo del crédito fiscal por parte de las Compañías y se llevará a cabo de acuerdo con las regulaciones de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), con una expectativa de 52 meses en el caso de Enel Distribución Sao Paulo y 45 meses en el caso de Enel Distribución Ceará.

Para Enel Distribución Sao Paulo aún está pendiente la resolución de la acción judicial que abarca el periodo de enero de 2015 en adelante, motivo por el cual el sistema de facturación con la inclusión del ICMS en las bases de cálculo de los impuestos PIS y COFINS no se cambiará hasta la emisión del fallo definitivo favorable. También están pendientes de resolución las acciones judiciales presentadas por nuestras filiales Enel Rio y Enel Goias, a la espera de la sentencia definitiva de los Tribunales Regionales respectivos.

Cabe destacar que el "Programa de Integração Social" (PIS) y la "Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social" (COFINS) son contribuciones federales que pagan las compañías en Brasil y que tienen por objetivo financiar programas a los empleados, salud pública, asistencia social y la seguridad social, aplicados sobre los ingresos brutos de las compañías. El "imposto sobre circulação de mercadorias e serviços" (ICMS), es un impuesto al valor agregado (IVA) estatal en Brasil, aplicado sobre la venta de bienes y servicios de telecomunicaciones y transporte".

### **Enel Distribución Río (Ampla Energia e Serviços S.A.)**

27. CIBRAN ha presentado demandas en contra de Enel requiriendo indemnización por fallas en el suministro de energía en los años de 1987 a 1994 y de 1995 a 1999.
- Companhia Brasileira de Antibioticos – CIBRAN x Ampla Energia e Serviços S.A. El Tribunal de Justicia (segunda instancia) dictó decisión favorable a Enel rechazando el pedido de indemnización, actualmente un recurso especial presentado por CIBRAN está pendiente de juicio por el Superior Tribunal de Justicia (tercera instancia). El monto involucrado en la demanda es inestimable, una vez que sea definido por un peritaje al final de la demanda.
  - Companhia Brasileira de Antibioticos – CIBRAN x Ampla Energia e Serviços S.A. El juez (primera instancia) dictó decisión en contra de Enel, actualmente una apelación presentado por Enel está pendiente de juicio por el Tribunal de Justicia del Estado de Río de Janeiro. El 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 119.560 (MMBRL 498,9).
28. Indústria de Papel e Embalagens S.A. – CIBRAPEL ha presentado una demanda requiriendo indemnización en contra de Enel en razón de fallas y problemas con el suministro de energía. Se dictó decisión firme en contra de Enel. El peritaje definió la indemnización en BRL 21,5 millones (a ser actualizado), pero el monto ha sido impugnado por Enel, recurso no juzgado a la fecha. El 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 49.661 (MMBRL 207,2).
29. El Sindicato de los Trabajadores de Niterói interpuso una reclamación laboral en contra de Enel 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 de Enel en todas las instancias precedentes, actualmente un recurso extraordinario al Supremo Tribunal Federal presentado por Enel está pendiente de juicio. En paralelo, algunos empleados (129) empezaron una ejecución en contra de Enel. El 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 25.205 (MMBRL 105,1).
30. Ejecución fiscal contra Enel Distribución Río originada de un Acta de infracción presentada por la Administración Tributaria brasileña en 2003 para cobrar adeudos de COFINS a raíz de supuestos pagos insuficientes correspondientes al periodo de diciembre de 2001 hasta marzo de 2002. Tras fallos desfavorables de primera y segunda instancias de la Corte, Enel Distribución Río presentó una apelación extraordinaria ante el Supremo Tribunal Federal (STF) y obtuvo decisión desfavorable. Será presentada nueva apelación al propio STF. La cuantía asciende a MMBRL 168 (MUS\$ 40.647).
31. En 2005, la Administración Tributaria brasileña notificó a Enel Distribución Río un Acta en la que declara la no aplicación del régimen fiscal especial que había reducido a cero la alícuota de impuesto a la renta retenido en la fuente imponible sobre los intereses remetidos al exterior en razón de las Fixed Rate Notes (FRN) emitidos por la Compañía en 1998. Enel Distribución Río ha seguido insistiendo en su defensa en la corte de justicia de primera instancia. La cuantía total de este litigio se estima en MMBRL 1.293 (MUS\$ 311.753).
32. El Estado de Río de Janeiro (el “Estado”) levantó actas en contra de Enel Distribución Río por los periodos del 1996 al 1999 y del 2007 al 2017, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el ICMS gravado sobre la adquisición de activos fijos. Enel Distribución Río, presentó sus descargos administrativos y judiciales en todos los procesos y el proceso judicial aguarda fallos definitivos. La cuantía total de este litigio se estima en MMBRL 127 (MUS\$ 30.565).

### **Enel Distribución São Paulo (Eletropaulo)**

33. Centrais Elétricas Brasileiras S.A – Eletrobrás ha presentado una demanda en contra de Eletropaulo requiriendo el pago de montos debidos en razón de la inflación en un contrato de fondos firmado en 1986. Se dictó decisión – firme – en contra de Eletropaulo. El 31/05/18 las partes han firmado un acuerdo, en lo cual Eletropaulo pagará a Eletrobrás el monto de 1.500 MBRL a lo largo de 5 años. El 13 de marzo de 2019 se dictó decisión (i) aprobando el acuerdo y (ii) confirmando la exclusión de CTEEP del hecho y remitiendo la discusión relativa al resarcimiento (derecho de Eletropaulo a subrogación) a la vía autónoma. El 10 de junio de 2019, quedó firme la decisión del acuerdo con los abogados de Eletrobras, con la cual ha comenzado la ejecución de los acuerdos hechos. Eletropaulo ha pagado la 1<sup>a</sup> parte del acuerdo en un monto de MUS\$70.924 (271,02 MBRL) a Eletrobrás y MUS\$ 16.391 (63,4 MBRL) a los abogados de Eletrobrás (nuevos

y antiguos). El 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 321.162 (MMBRL 1.342).

34. Eletropaulo ha presentado una acción anulatoria de la 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 la red posiblemente inexistente y rechazó el pedido subsidiario (hecho por Eletropaulo) para la 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 está en su fase inicial. El 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 206.080 (MMBRL 861,4).
35. 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 14º y por debajo del Helipuerto, (periodo de Febrero de 2012 a Febrero de 2016, momento de la desactivación del moto generador y su instalación en la parte externa del edificio). El 11 de julio de 2019 se dictó decisión favorable a Enel. El sindicato ha presentado apelación al tribunal, a la fecha sin resolución. El 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 28.073 (MMBRL 117,1).
36. 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 y la devolución en doble a los montos ya cobrados. El juez dictó decisión favorable a Eletropaulo, rechazando los requerimientos, pero el Tribunal Regional Federal [TRF] ha aceptado la apelación del MPF y anuló la sentencia. Actualmente, un recurso de Eletropaulo contra la decisión de TRF está pendiente de juicio en el Superior Tribunal de Justicia. El monto involucrado en la demanda es inestimable.
37. El Ministerio Público del Trabajo ha presentado una Acción Civil Pública en contra de Eletropaulo afirmando que la compañía estaría contratando a terceros para la ejecución de servicios finales (“Tercerización”), lo que sería en contrario a la legislación brasileña (Enunciado 331 del TST), que solamente permitiría la ejecución de los servicios no esenciales por terceros. El 5 de abril de 2019, el juez dictó sentencia en la cual rechazó (i) el pedido de declaración de existencia de fraude a la tercerización y (ii) vinculación de los empleados de los proveedores con Eletropaulo, sin embargo, la sentencia ha condenado a Eletropaulo (iii) al pago de indemnización por daños morales colectivos en un monto de MMBRL 5 (MUS\$ 1.308), (iv) la equiparación de remuneración entre los empleados propios y de los proveedores con una sanción de MMBRL 1 caso de incumplimiento. Eletropaulo presentará un recurso en contra de la sentencia. El monto involucrado en la demanda es inestimable.
38. Neoenergia ha empezado un arbitraje en contra de 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, Neoenergia requiere indemnización, todavía no estimada, por pérdidas y daños sufridos a razón del incumplimiento del investment letter. El arbitraje está constituido. El 18 de octubre de 2018 Neoenergia ha presentado su manifestación inicial. El 3 de diciembre de 2018 Eletropaulo ha presentado su “defensa”. El 14 de enero de 2019 Neoenergia presentó una respuesta. El 20 de enero de 2019 Eletropaulo presentó la réplica. El 26 de marzo de 2019 Neoenergia especificó los documentos a ser presentados por Eletropaulo. El 3 de abril de 2019, Eletropaulo presentó su rol de testigos y algunos documentos. En los días 30 de mayo de 2019 y 31 de mayo de 2019, las audiencias iniciales y de producción de pruebas fueron realizadas, con la oída de los testigos indicados por las partes. De acuerdo con el tribunal arbitral, la decisión será dictada en enero de 2020.
39. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, solicitando que se reconozca que 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. En abril de 2018, contra la decisión parcialmente favorable de Segunda Instancia, la Compañía presentó apelaciones ante los Tribunales Superiores (STF y STJ) que actualmente aguardan fallo. Del monto total involucrado MMBRL 804,3 ; MMBRL 160,8 corresponde a honorarios de abogados (20%) cobrados por la Autoridad Tributaria Federal. El saldo MMBRL 643,4 está relacionado con el capital (impuesto) pagado con los beneficios de amnistía y la posibilidad de pérdida con respecto a esta porción es remota. Cuantía del litigio: MMBRL 160,8 (MUS\$ 38.764).

40. En mayo de 2008, la Autoridad Tributaria brasileña presentó una demanda judicial contra Enel Distribución Sao Paulo para solicitar el pago del impuesto PIS (Programa de Integración Social), correspondientes al aumento de la tasa para el periodo de marzo de 1996 a diciembre de 1998. Tras decisiones desfavorables de primera y segunda instancia, Enel Distribución Sao Paulo presentó recursos ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ) y ante el Supremo Tribunal Federal (STF). Los montos sujetos a disputa han sido cubiertos por una garantía bancaria. Sobre esto último, mientras se espera conocer el resultado de dicho procedimiento, la Fiscalía General del Departamento del Tesoro Nacional de Brasil ha formulado una solicitud para que se sustituya la carta de garantía bancaria con una presentación judicial. Esta solicitud fue rechazada y la Fiscalía General apeló. En junio de 2019, el Tribunal de segunda instancia confirmó el recurso de la Fiscalía General. Ante esto, la Compañía efectuó un depósito judicial del monto involucrado y, en contra de la decisión, presentó embargos de aclaración que aguardan fallo. Cuantía del litigio: MMBRL 241,2 (MUS\$ 58.101).
41. De acuerdo con una decisión definitiva emitida en un juicio, se reconoció el derecho de Enel Distribución Sao Paulo de compensar los créditos por los FINSOCIAL (contribución social establecida en marzo 1992 antes del COFINS) relacionados con 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 requeridas por la autoridad fiscal. Tras un fallo desfavorable en primera instancia, la Compañía presentó un recurso de apelación, el cual está pendiente ante el Tribunal Administrativo de segunda instancia. Cuantía del litigio: MMBRL 221,8 (MUS\$ 53.458).
42. Acta tributaria emitida por la Autoridad Tributaria Federal contra Enel Distribución Sao Paulo, basada en la supuesta falta de pago del Impuesto a las Ganancias (IRPJ) y Contribución Social sobre la Utilidad 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. Una vez que se dictó fallo desfavorable en el procedimiento administrativo, en octubre de 2017, la litis fue llevada a los Tribunales de Justicia. En junio de 2019, se dictó fallo favorable en primera instancia para determinar la realización de nuevo fallo del recurso de la Compañía en el Tribunal administrativo. En contra de esta decisión, la Fiscalía General apeló. Cuantía del litigio: MMBRL 170,8 (MUS\$ 41.144).
43. Acta tributaria levantada por la autoridad tributaria contra Enel Distribución Sao Paulo 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 a la vez fueron compensados con otros impuestos federales con vencimiento en abril y mayo del 2013. En septiembre de 2014, la Compañía presentó sus descargos. En enero de 2019, tras un fallo parcialmente favorable en primera instancia, la Compañía presentó un recurso, el cual está pendiente ante el Tribunal Administrativo de segunda instancia administrativa. Cuantía del litigio: MMBRL 155,8 (MUS\$ 37.527).
44. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, en la que solicita el reconocimiento del derecho de compensar los créditos impositivos totales resultantes de la división de Enel Distribución Sao Paulo con la Contribución Social a la Utilidad Líquida (CSLL). Se dictaron fallos favorables en primera y segunda instancias. En mayo de 2017, la Autoridad Tributaria presentó un recurso especial ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ) que aguarda fallo. Cuantía del litigio: MMBRL 151 (MUS\$ 36.395).
45. En julio de 2000, Enel Distribución Sao Paulo 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 el Tribunal Supremo Federal (STF). En mayo de 2012, se dictó fallo definitivo a favor de la compañía, que reconocía el derecho a los créditos. Sin embargo, se dictaron actas de cobro de impuestos contra Enel Distribución Sao Paulo por parte de las autoridades fiscales federales, puesto que las compensaciones fueron rechazadas por haberse efectuado antes del término de la acción judicial y con adeudos de otros tributos federales ajenos al PIS. La Compañía sostiene que las compensaciones se efectuaron conforme al fallo favorable y que el procedimiento adoptado fue el correcto. Tras decisiones desfavorables en primera instancia judicial, la compañía presentó apelaciones ante el Tribunal de segunda instancia. La cuantía involucrada es de MMBRL 650,4 (MUS\$ 156.708).

46. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo en contra de las actas emitidas por la Autoridad Tributaria del Municipio de São Paulo, que requieren el pago de la Contribución al Alumbrado Público (COSIP) relacionado con el periodo de marzo de 2011 a diciembre de 2015. Estas liquidaciones tributarias se basan en las siguientes supuestas irregularidades imputadas a la Compañía: (i) clasificación incorrecta de los clientes, (ii) aplicación ilegal de exención tributaria y (iii) falta de pago de multa por incumplimiento en los pagos atrasados de la contribución. En julio de 2018, el Tribunal de Primera Instancia emitió un fallo parcialmente favorable a la Compañía, que limitó los intereses cobrados por la autoridad fiscal a los correspondientes a la tasa preferencial de Brasil ("SELIC"). En contra de este fallo, ambas partes presentaron apelaciones. En julio de 2019, decisión parcialmente favorable a la Compañía, confirmando la decisión de primera instancia. Considerando el reconocimiento de la necesidad de presentación de pruebas por el Tribunal de São Paulo, la Compañía entendió más apropiado desistir de la discusión en este litigio (que por su naturaleza no permite la fase procesal de pruebas) y proponer una nueva acción judicial. La cuantía del litigio: MMBRL 128,1 (MUS\$ 30.874).
47. Acta fiscal emitida por la Autoridad Tributaria del Estado de São Paulo que requiere el pago de ICMS debido a presuntas compensaciones irregulares, en las cuales la Compañía utilizó créditos asignados en la adquisición de activos fijos, y que a juicio de la autoridad era improcedente. La Compañía presentó sus descargos en todos los procesos administrativos y aguarda las decisiones finales. Cuantía del litigio: MMBRL 112 (MU\$ 26.996).
48. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo 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 obtuvo decisiones desfavorables en primera instancia (noviembre de 2015) y en segunda instancia en sede judicial (agosto de 2017). En diciembre 2017, la Compañía presentó apelaciones ante los Tribunales Superiores (STJ y STF) que actualmente aguardan fallo. Cuantía del litigio: MMBRL 124 (MUS\$ 29.882).
49. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, reclamando el derecho a no considerar, en sus bases de cálculo del Impuesto a la Renta de las Personas Jurídicas (IRPJ) y la Contribución Social sobre la Utilidad Líquida (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 Enel Distribución Sao Paulo. 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 en disputa al Gobierno Federal. Cuantía del litigio: MMBRL 69,9 (MUS\$ 16.828).
50. Demandas presentadas por Enel Distribución Sao Paulo contra las actas fiscales emitidas por la autoridad tributaria del Estado de São Paulo que cobran el pago de ICMS debido a presuntas irregularidades en las operaciones de reversión de la deuda. La compañía ha controvertido judicialmente cinco actas fiscales que aguardan decisiones finales. Cuantía del litigio: MMBRL 152,3 (MUS\$ 36.681).
51. Actas tributarias emitidas por la Autoridad Tributaria Federal contra Enel Distribución Sao Paulo basada en la supuesta falta de pago de PIS / PASEP y COFINS en el periodo de 2013 a 2015, derivada de la desconsideración de créditos asignados en la adquisición de bienes y servicios. La Compañía presentó sus descargos en los dos procesos administrativos y aguarda las decisiones finales. Cuantía del litigio: MMBRL 80,8 (MU\$ 19.460).
- Enel Cien S.A.**
52. 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 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. El juez (primera instancia) dictó decisión favorable a Enel y el 21/08/2018 la decisión fue confirmada por el Tribunal de Justicia. Furnas ha presentado recurso en contra de la decisión al Superior Tribunal de Justicia, a la fecha sin juzgamiento. El 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 487.050 (MMBRL 2.031).

Tractebel Energia S.A. x Enel CIEN S.A. No hay decisión cautelar y todavía no hay decisión de primera instancia, actualmente la demanda está en la fase de producción de pruebas (peritaje). Al 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 102.446 (MMBRL 427,2).

#### **Enel Generación Fortaleza S.A. (antes Central Geradora Termoelétrica Fortaleza S.A. o “CGTF”)**

53. Petróleo Brasileiro S.A [Petrobras] ha notificado a Enel 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 aduce que las condiciones contractuales del suministro del gas son “garantizadas” por el gobierno brasileño y que la generación de energía por Enel [CGTF] y demás generadoras vinculadas en este programa garanticen el suministro de energía para el país. Desde el inicio de esto asunto, el suministro del gas ha sido suspendido en algunos momentos y posteriormente restablecido por determinación de la justicia (última decisión vigente desde el 10 de diciembre de 2018). Además, está 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 28 de diciembre de 2018, las partes han requerido la suspensión del arbitraje, una vez que se han retomado las discusiones para un acuerdo entre las partes. El Tribunal arbitral ha aceptado el pedido. El arbitraje está suspendido. El monto involucrado en la demanda es inestimable.
54. En febrero de 2007, la Administración Tributaria de Brasil levantó un acta contra Enel Generación Fortaleza por adeudos de PIS/COFINS correspondientes a los períodos de 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 régimen no acumulativo) y los importes declarados en la declaración mensual (donde se informaron los importes debidos bajo el régimen acumulativo). Tras decisión de la Tercera Instancia Administrativa en contra de CGTF, la Compañía presentó recurso de aclaración y la decisión fue desfavorable, Enel Generación Fortaleza recurrirá al Poder Judicial. La cuantía total de este litigio se estima en MMBRL 93 (MUS\$ 22.417).

#### **Enel Brasil S.A.**

55. En 2014 la administración tributaria notificó a Enel Brasil un acta de infracción, requiriendo el cobro de Impuesto a la Renta sobre dividendos supuestamente distribuidos en exceso a lo que correspondía en los años de 2009 y 2010. Tras decisiones desfavorables de primera y segunda instancias, la compañía presentó una apelación al tercer nivel administrativo (órgano especial) y la decisión fue desfavorable, Enel Brasil recurrirá al Poder Judicial. La cuantía total de este litigio se estima en MMBRL 291 (MUS\$ 70.231).

En relación a los litigios anteriormente descritos, el Grupo ha constituido provisiones por MUS\$458.568 al 30 de septiembre de 2019 (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.

#### **34.4 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. 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 períodos 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 2019, el monto adeudado por este crédito totaliza MUS\$ 355.121.

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 excede 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 2019, el monto adeudado por concepto de Yankee Bonds totaliza MUS\$ 596.182.

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 excede 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 2019, el monto adeudado por concepto de bonos locales totaliza MUS\$ 19.566.

#### 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\$ 677.228 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 2019, el Patrimonio Total de Enel Américas fue Ch\$ 8.631.014 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 2019, la Razón de Endeudamiento fue de 1,35.
- 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 e indirectas. Al 30 de septiembre de 2019, la relación mencionada fue de 2,20.

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 2019, el covenant financiero más restrictivo de Enel Américas era la Razón de Endeudamiento correspondiente al bono local Serie B2.

En Perú, la deuda de Enel Distribución Perú incluye el siguiente covenant:

- Bonos locales del cuarto programa, 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 2019 ascendió a MUS\$ 39.829 y cuyo último vencimiento es en enero 2028, incluye el covenant Razón de Endeudamiento, calculado como Deuda Financiera menos caja sobre Patrimonio Neto.
- Al 30 de septiembre de 2019, el covenant financiero más restrictivo de Enel Generación Perú era la Razón de Endeudamiento, correspondiente a los bonos locales.

Finalmente, en Perú, la deuda de Enel Generación Piura incluye el siguiente covenant:

- Arrendamiento financiero (leasing) con el Banco de Crédito del Perú, cuyo vencimiento es en septiembre 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 Total de Pasivos menos Pasivos Diferidos sobre Patrimonio.
- Arrendamiento financiero (leasing) con el Banco Scotiabank, 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 2019, el saldo pendiente de pago de los leasings ascendió a MUS\$ 58.167 y el covenant más restrictivo de Enel Generación Piura fue la Capacidad de pago de la deuda presente en el contrato con el Banco de Crédito del Perú.

En Brasil, la deuda de Enel Distribución Río incluye los siguientes covenants:

- Novena y Décima emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2019 ascendió a MUS\$ 388.318 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 2019 ascendió a MUS\$ 16.298 y cuyo vencimiento es en mayo 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.
- Préstamos bancarios con Banco Citibank, Itaú y Scotiabank, cuyos saldos pendientes de pago al 30 de septiembre de 2019 ascendieron a MUS\$ 227.667 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 2019, el covenant financiero más restrictivo de Enel Distribución Río era la Razón de Endeudamiento, contenidas en los préstamos con los bancos Citibank, Itaú y Scotiabank, y los bonos locales.

Adicionalmente en Brasil, la deuda de Enel Distribución Ceará incluye los siguientes covenants:

- Préstamos con Electrobrás y Banco do Brasil, cuyos saldos pendientes de pago al 30 de septiembre de 2019 ascendieron a MUS\$ 22.386 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, cuyos saldos pendientes de pago al 30 de septiembre de 2019 ascendieron a MUS\$ 8.688 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.

- Quinta emisión, Sexta emisión y Séptima emisión de bonos locales, cuyos saldos pendientes de pago al 30 de septiembre de 2019 ascendieron a MUS\$ 361.646 y cuyo vencimiento es en septiembre de 2025, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA.
- Al 30 de septiembre de 2019, el covenant más restrictivo de Enel Distribución Ceará era la Razón Deuda/EBITDA correspondiente al préstamo con Banco do Brasil.

Adicionalmente en Brasil, la deuda de Enel Distribución Sao Paulo incluye los siguientes covenants:

- 23ra & 24va emisión de bonos locales, cuyos saldos pendientes de pago al 30 de septiembre de 2019 ascendieron a MUS\$ 864.700 y cuyo último vencimiento es en mayo de 2026, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA.
- La Nota Promisora Sexta Emisión cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2019 ascendió a MUS\$ 51.729 y cuyo vencimiento es en marzo de 2020, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA.
- Al 30 de septiembre de 2019, el covenant más restrictivo de Enel Distribución Sao Paulo era la Razón Deuda/EBITDA.

Adicionalmente en Brasil, la deuda de Enel Generación Fortaleza incluye los siguientes covenants:

- Préstamo con Citibank, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2019 ascendió a MUS\$ 61.084 y cuyo vencimiento es en abril de 2020, incluye el covenant Capacidad de pago de deuda (P/ Término de Garantía), calculado como Deuda Total sobre EBITDA, y Capacidad de pago de deuda, calculado como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA.

Finalmente, en Brasil, la deuda de Enel Distribución Goias, incluye el siguiente covenant:

- Préstamo con Citibank, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2019 ascendió a MUS\$ 146.333 y cuyo vencimiento es en enero de 2021, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA.

En Colombia, la deuda de Codensa S.A. ("Codensa"), incluye el siguiente covenant:

- Préstamos bancarios con el MUFG Bank, cuyos saldos pendientes de pago al 30 de septiembre de 2019 ascendieron a MUS\$ 82.320 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 2019, 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.

#### 34.5 Otras informaciones

##### **Enel Generación Costanera S.A. - Enel Generación El Chocón S.A. - Central Dock Sud S.A.**

##### **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 sobrecostos 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).

El 07 de febrero de 2019, VOSA suscribió con CAMMESA tanto el Contrato de Abastecimiento, el Contrato de Operación y Gestión del Mantenimiento como los contratos de prenda y cesión en garantía. Desde el mes de marzo 2019, las Sociedades comenzaron a percibir el cobro de las cuotas mensuales. Al 30 de septiembre de 2019 las Sociedades han cobrado 7 cuotas de las 120 pactadas. Además, durante el último trimestre, CAMMESA compensó las 10 primeras cuotas del crédito de Enel Generación Costanera S.A., más los intereses correspondientes, con parte de la deuda que esta sociedad mantenía con CAMMESA. Por su parte, en el mes de agosto de 2019, Enel Generación El Chocón S.A. cedió y transfirió a Edesur las 10 primeras cuotas de su crédito por un total de \$1.738 millones, con el objeto que Edesur destine tales créditos a la precancelación parcial de su deuda con CAMMESA. En el caso de Central Dock Sud S.A., durante el último trimestre, CAMMESA pagó las 10 primeras cuotas del crédito, más los intereses correspondientes, neto de la deuda que esta sociedad mantenía con CAMMESA.

### **Revalúo impositivo – Reforma Fiscal**

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 valuador 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.

Con fecha 29 de marzo de 2019, Enel Generación Costanera S.A. y Central Dock Sud ingresaron a dicho revalúo. El Impuesto Especial Determinado ascendió a ARS 213.985.574 en Costanera y de ARS 182.197.241 en Dock Sud, el mismo será cancelado a través de un Plan de Facilidades de Pagos establecido según la Resolución General N° 4249.

Por otra parte, Edesur ha decidido no ejercer la opción de revalúo impositivo por una cuestión de riesgos y plazos de recupero. La Dirección de Enel Generación El Chocón ha decidido no ejercer la opción de revalúo impositivo y mantener los derechos que surgen de la aplicación del mecanismo de ajuste por inflación impositivo previsto en la Ley de Impuesto a las Ganancias.

### **Enel Generación El Chocón S.A.**

#### **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 interveniente la apertura del período probatorio, la cual fue ordenada con fecha 18 de mayo de 2015. En virtud de ello se efectuaron los trasladados de los puntos de prueba ofrecidos, trasladados 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. Ello así, con fecha 29 de marzo de 2019 la Sociedad presentó sus alegatos. Por su parte el Fisco Nacional lo hizo en fecha 12 de abril de 2019; encontrándose actualmente el expediente con giro al Fiscal Federal para que se expida respecto del planteo de inconstitucionalidad efectuado por la Sociedad.

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 acreditar 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 interveniente. 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 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 trasladados de los puntos de prueba ofrecidos, trasladados 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 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 fue notificado defectuosamente al perito contador por el juzgado en fecha 5 de noviembre de 2018. En atención a que la notificación fue incorrecta, con fecha 20 de noviembre de 2018 el juzgado ordenó librar nueva cédula a fin de notificar al perito de las impugnaciones efectuadas por la AFIP al informe pericial. Posteriormente, con fecha 18 de febrero de 2019, el perito presentó escrito contestando las impugnaciones formuladas por el Fisco a la pericia contable. En igual fecha, el juzgado ordenó correr traslado a ambas partes de la mentada contestación. Consecuentemente, con fecha 7 de mayo de 2019, la Sociedad presentó escrito contestando el traslado pertinente y efectuando convenientes aclaraciones. Por su parte el Fisco Nacional, realizó nuevas impugnaciones. En virtud de ello, con fecha 8 de mayo de 2019, el Juzgado ordenó correr nuevamente traslado al perito interviniente, lo cual se encuentra pendiente.

La Sociedad presentó su declaración jurada del impuesto a las ganancias por el ejercicio 2016, nuevamente 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 Nº2, Secretaría Nº3, 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. Con fecha 8 de febrero de 2018 el oficio fue confrontado por el juzgado, corriendose 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. Posteriormente, la Sociedad contestó el traslado respecto de la excepción de la personería, adjuntando el nuevo poder de representación. Finalmente, con fecha 31 de octubre de 2018 se tuvo por contestado el traslado, y con fecha 7 de noviembre de 2018 se resolvió a favor de la Sociedad, teniendo por subsanada la personería. No obstante, en atención a que le fueron impuestas las costas a la Sociedad, se procedió a presentar Recurso de Apelación al respecto, el cual fuere concedido en fecha 5 de abril de 2019, encontrándose el expediente a resolver desde el 17 de mayo de 2019.

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 los períodos fiscales 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 Nº 11 Secretaría Nº 21. Ello así, con fecha 19 de octubre de 2018 el juzgado tuvo por presentada la acción, ordenando que se cumpla con la Acordada Nº 7/94 y 13/05 y que se acompañe la documental ofrecida. Consecuentemente, con fecha 08 de noviembre de 2018 se tuvo por cumplida la mentada acordada y por agregada la documental acompañada, ordenándose asimismo en dicho acto, que se libre oficio a la Procuración del Tesoro de la Nación, para luego ser remitido el expediente al Fiscal, a fin de que se expida respecto de la competencia del juzgado y la habilitación de la instancia. Finalmente, con fecha 13 de noviembre de 2018, se tuvo por acreditada la tasa de justicia. Finalmente, con fecha 2 de mayo de 2019, se tuvo por habilitada la instancia, conforme al dictamen del Fiscal Federal, y se ordenó correr traslado de la demanda al Fisco Nacional.

Con igual criterio, recientemente con fecha 26 de marzo de 2019 la Sociedad ha decidido presentar su declaración jurada del impuesto a las ganancias por el ejercicio 2018, 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 los períodos fiscales anteriormente mencionados. Asimismo, la Sociedad con fecha 10 de abril de 2019, presentó una nota ante la AFIP exponiendo sus argumentos para la aplicación del mencionado mecanismo, y solicitando la convalidación de la declaración jurada presentada.

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, 2017 y 2018 por

configurarse un supuesto de confiscatoriedad, la sociedad no ha registrado pasivo alguno por esta cuestión al 30 de junio de 2019.

#### **Edesur S.A.**

#### **DEUDA MUTUO CAMMESA**

La crisis generada por la caída en la calidad de servicio de suministro eléctrico durante el mes de diciembre de 2013, originada por la ola de calor que afectó las instalaciones de distribución de la Sociedad, provocó algunas medidas por parte del entonces Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (MINPLAN), tendientes a que Edesur ejecutara un plan de inversiones extraordinarias para soportar situaciones como las descriptas. Como consecuencia, el MINPLAN anunció un “Plan de Inversiones Extraordinario” de 2.050 millones, a desarrollarse con fondos administrados por el fideicomiso creado por Resolución E.N.R.E. N° 347/2012 (“FOCEDE”). El “Plan de Inversiones Extraordinario” fue presentado por Edesur en entregas parciales para su aprobación ante la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión del MINPLAN.

En función de lo anterior, con fecha 24 de enero de 2014, la Secretaría de Energía (SE) dictó la Resolución N° 10/2014 a través de la cual dispuso que la insuficiencia temporal de los ingresos provenientes del FOCEDE para la realización y ejecución de las obras del “Plan de Inversiones Extraordinario” fuera cubierta a través de transferencias de fondos a realizar por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CMMESA) mediante la implementación de un contrato de mutuo y cesión de créditos en garantía, a suscribirse entre Edesur y CMMESA.

Conforme lo establecido en la Resolución SE N° 10/2014, como asimismo la Nota N° 45/2014 de la Subsecretaría de Energía Eléctrica que instruyó a CMMESA en el mismo sentido, con fecha 27 de enero de 2014 esta compañía y Edesur formalizaron un contrato de mutuo y cesión de créditos en garantía, ad referéndum de su aprobación por parte del Directorio de Edesur, por un monto de ARS205,7 millones necesarios para financiar el primer tramo de obras. La metodología y plazos a implementar para la devolución serán oportunamente determinados por la SE, transcurrido el plazo de gracia establecido por la misma y que prevé que el comienzo de la devolución del financiamiento estará condicionado a que Edesur, a criterio de la SE, presente condiciones de sustentabilidad económico financieras debidamente auditadas.

Asimismo, la deuda devengaba intereses a la tasa equivalente al rendimiento medio mensual obtenido por CMMESA en sus colocaciones financieras.

El Directorio de la Sociedad aprobó los términos del contrato de mutuo y cesión de créditos en garantía en su reunión del 25 de febrero de 2014.

Edesur y CMMESA, a la fecha de los presentes estados financieros intermedios condensados han celebrado siete adendas al Contrato de Mutuo, que fueron sucesivamente ampliando los montos necesarios para el financiamiento de nuevas obras a ejecutarse en el marco del “Plan de Inversiones Extraordinario”.

A la fecha de los presentes estados financieros intermedios condensados, Edesur recibió desembolsos por parte de CMMESA por ARS2.671.747 a fin de financiar los tramos aprobados del mencionado “Plan de Inversiones Extraordinario”.

Con fecha 27 de enero de 2016, el Ministerio de Energía y Minería (MINEM) emitió su Resolución N° 7/2016 que dispone, entre otras cosas, que a partir de la publicación de esta medida cesará la aplicación de los mecanismos para financiar planes de obras que se hubieren instrumentado mediante contratos de mutuo entre CMMESA y Edesur.

Con fecha 10 de mayo de 2019, Edesur suscribió un acuerdo con las autoridades nacionales que, entre otras cosas, establece el compromiso de la Sociedad de cancelar a CMMESA por este contrato de mutuo la suma consolidada al 1º de enero de 2019 de ARS4.753 millones, IVA incluido. Esta deuda fue parcialmente cancelada en la suma de \$903 millones, mediante su compensación con créditos de Edesur contra el Estado Nacional con relación a las diferencias producidas en virtud de aplicar el tope en las facturas de los usuarios beneficiarios de la tarifa social y con los consumos de asentamientos con medidores comunitarios, en la proporción prevista para el Estado Nacional en el Nuevo Acuerdo Marco y sus sucesivas prórrogas.

Según las nuevas condiciones acordadas, esta deuda devenga intereses a la tasa activa del Banco de la Nación Argentina (BNA), que serán capitalizados mensualmente. La Sociedad podrá realizar el pago del capital en 5 cuotas anuales con más los intereses capitalizados de la cuota correspondiente, con un período de espera de 365 días desde la firma del mencionado acuerdo.

En el mes de agosto de 2019, Enel Generación El Chocón S.A. cedió y transfirió a Edesur créditos en concepto de Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir comprometidas en el proyecto

"Central Térmica Vuelta de Obligado" por un total de ARS1.738 millones con el objeto que Edesur destine tales créditos a la precancelación parcial de la deuda con CAMMESA.

Edesur restituirá a Enel Generación El Chocón S.A. el importe de los créditos cedidos en 42 cuotas mensuales, iguales y consecutivas con un período de gracia de 18 meses. Los intereses serán capitalizados y devengan a tasa de colocaciones promedio de CAMMESA.

Al 30 de septiembre de 2019, el saldo de esta deuda asciende a ARS3.605.187 (MUS\$63), mientras que al 31 de diciembre de 2018 ascendía a ARS7.456.254 (MUS\$130), y se exponen en el pasivo no corriente.

Asimismo, en el marco de una presentación efectuada por Edesur a la SE, con fecha 16 de septiembre de 2014 dicho organismo emitió su Nota N° 367/2014 instruyendo a CAMMESA a celebrar con Edesur un contrato de mutuo por un monto de hasta 264,3 millones, para hacer frente a erogaciones previstas como consecuencia del "Plan Extraordinario de Refuerzo y Adecuación de Instalaciones Derivadas de Situaciones Extremas" (el "Plan") relacionado con la contingencia climática del período diciembre 2013 – marzo 2014. El mismo se otorgó para cubrir las insuficiencias temporales del flujo de fondos del monto fijo aplicable a clientes, establecido mediante la Resolución ENRE N° 347/2012, que tiene como destino la ejecución de obras de infraestructura y el mantenimiento correctivo de las instalaciones de la Sociedad, a través del FOCEDE. Al 30 de junio de 2019 se efectivizaron varias cesiones por un total de ARS235.099 (MUS\$4).

Edesur debía reintegrar el financiamiento recibido, al que se le aplica la tasa equivalente al rendimiento medio mensual obtenido por CAMMESA en sus colocaciones financieras, a su sola opción: (i) en efectivo, una vez que el Fiduciario del FOCEDE le comunique la existencia de los créditos que le correspondan contra el FOCEDE, por los derechos de reembolso de gastos propios y de los que le correspondan por el pago de los contratistas y proveedores en el marco del PLAN (los "Créditos"); o (ii) con la cesión efectiva de dichos Créditos, quedando condicionada la cesión y su efecto cancelatorio a la acreditación en la cuenta de CAMMESA de los desembolsos por el FOCEDE correspondientes a los Créditos.

A la fecha de cierre de los presentes estados financieros intermedios condensados, el saldo de esta deuda fue cancelado mediante su compensación con los créditos de Edesur mencionadas más arriba. Al 31 de diciembre de 2018 el saldo de esta deuda ascendía a ARS95.712 (MUS\$1,67) y se exponía en el pasivo no corriente.

### 35. 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 2019 y 31 de diciembre de 2018, era la siguiente:

País	30/09/2019			
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total
Chile	7	52	4	63
Argentina	23	1.876	2.241	4.140
Brasil	56	6.062	4.238	10.356
Perú	38	890	-	928
Colombia	39	2.092	2	2.133
<b>Total</b>	<b>163</b>	<b>10.972</b>	<b>6.485</b>	<b>17.620</b>
<b>Promedio</b>	<b>158</b>	<b>10.032</b>	<b>7.570</b>	<b>17.760</b>

País	31/12/2018			
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total
Chile	10	44	3	57
Argentina	21	1.914	2.413	4.348
Brasil	56	4.839	6.005	10.900
Perú	41	874	-	915
Colombia	38	2.104	2	2.144
<b>Total</b>	<b>166</b>	<b>9.775</b>	<b>8.423</b>	<b>18.364</b>
<b>Promedio</b>	<b>148</b>	<b>8.747</b>	<b>6.507</b>	<b>15.402</b>

## 36. SANCIONES

Las siguientes compañías del Grupo han recibido sanciones de autoridades administrativas:

### Subsidiarias

#### 1. Edesur S.A. (Empresa Distribuidora del Sur S.A.)

Al 30 de septiembre de 2019, y considerando las sanciones pendientes impuestas por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) a partir del periodo iniciado el 1 de julio de 2019, Edesur S.A. ha sido penalizada: (i) en 7 oportunidades por infracciones al régimen de seguridad en vía pública (Resoluciones ENRE 153/19, 191/19, 192/19, 203/19, 222/19, 223/19 y 239/19 por un monto total de ARS 840 millones equivalente a US\$ 14 millones; y, (ii) en 1 oportunidad por vulneración de las normas de calidad de producto técnico (Res. ENRE 138/19) por un monto total de ARS 220 millones equivalente a US\$ 3,6 millones. En todos los casos las sanciones han sido recurridas.

#### 2. Enel Generación Costanera S.A. (ex Endesa Costanera)

Al 31 de marzo de 2019, se encontraba pendiente de resolución un recurso de apelación contra una multa impuesta por la Administración Federal de Ingresos Públicos ("AFIP") durante el año 2015 por ARS 58.480 (US\$ 1.015). Asimismo, junto a dicha sanción, se dispuso el pago de una diferencia de tributos de ARS 9.746,63 (US\$ 169), 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 de soporte correspondiente.

#### 3. Enel Distribución Río S.A. (Ampla Energia e Serviços S.A. o "Ampla")

En 2018, la Secretaría Municipal de Medioambiente de São Gonçalo ha sancionado a Enel en un monto de MMBRL 47, 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 de la sanción, a la fecha sin resolución. El 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 11.271 (MMBRL 47).

Fiscales: La compañía fue multada ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales. La administración tributaria de Brasil, viene presentando multas individuales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. La compañía presentó sus descargos administrativos en contra de las multas y se aguarda fallo. MUS\$ 1.026 (MBRL 4.256).

#### 4. Enel Distribución Ceará S.A. (Companhia Energetica do Ceará o Coelce)

En 2012, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel en un monto de MMBRL 20,6 por supuestos errores en el registro de la base de activos de la compañía. Enel recurrió de la sanción que ha sido reducida a MMBRL 11,2. Considerándose la necesidad de la regularización de la compañía en el regulador (ANEEL), Enel ha hecho una garantía judicial e inició una demanda en la justicia para la cancelación total de la sanción. La demanda se encuentra pendiente de resolverse. Una decisión favorable resultaría en la devolución actualizada del monto pagado por Enel. El 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 5.012 (MMBRL 20,9).

Fiscales: La compañía fue multada ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales. La administración tributaria de Brasil, viene presentando multas individuales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. La compañía presentó sus descargos administrativos en contra de las multas y se aguarda fallo. MBRL 835 (MUS\$ 215).

Fiscales: La compañía recibió, el 21 de enero de 2018, una sanción de la autoridad fiscal de la hacienda estatal del Ceará por supuesto incumplimiento de norma fiscal normas (obligaciones de emisión y registro de facturas de tránsito). La compañía presentó sus descargos administrativos en contra de la multa y se aguarda fallo. MBRL 915 (MUS\$ 220).

## 5. Enel Distribución Goiás (ex CELG Distribuição S.A)

En 2016, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel en un monto de 61 MMBRL por incumplimiento de la obligación sectorial (vinculada a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE). Enel ha presentado un recurso en contra de la sanción, a la fecha sin resolución. Enel ha hecho una garantía judicial (seguro) y ha presentado una demanda en la justicia para la cancelación total de la sanción, a la fecha sin resolución. El 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 8.153 (MMBRL 34).

## 6. Enel Distribución São Paulo (ex Eletropaulo)

6.1. La Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel por supuestos errores en el registro de la base de activos de la compañía. Eletropaulo ha presentado un recurso, el 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, y Eletropaulo ha presentado una apelación al Tribunal (segunda instancia), a la fecha sin resolución. El 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado en la sanción era de US\$ 43.593.703 (MMBRL 182,2).

6.2. La Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel por supuestas inadecuaciones formales de los registros contables de activos. Eletropaulo afirma que los errores no han generado ninguna consecuencia práctica negativa para las tarifas, tampoco al servicio prestado por la Compañía. El recurso administrativo de Eletropaulo fue rechazado, entonces Eletropaulo ha presentado una demanda en la justicia. El 29 de mayo de 2019, el juez dictó sentencia rechazando los pedidos hechos por Eletropaulo. El 05/06/19, Eletropaulo ha presentado Embargos de Aclaración en contra la sentencia, a la fecha sin juzgamiento. El 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado en la sanción era de US\$ 21.623.591 (MMBRL 90,4).

6.3. La Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel por supuestas inadecuaciones (en 2012) formales de registros de los índices de calidad de suministro de los consumidores, así como la ejecución de la compensación a los consumidores en razón del incumplimiento de estos índices. Eletropaulo ha presentado un recurso administrativo y se espera la decisión del Directorio de la ANEEL. El 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 5.794 (MMBRL 24,2).

6.4. La Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel por supuestas inadecuaciones (en 2015) formales de registros de los índices de calidad de suministro de los consumidores, así como la ejecución de la compensación a los consumidores en razón del incumplimiento de estos índices. Eletropaulo ha presentado un recurso administrativo y se espera la decisión del Directorio de la ANEEL. El 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 5.794 (MMBRL 24,2).

6.5. El 4 de diciembre de 2018, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel por la calidad de la atención al cliente. El 14 de diciembre de 2018, Eletropaulo ha presentado un recurso administrativo en contra de la sanción y se espera el análisis y juicio de la Superintendencia de Fiscalización de los Servicios de Electricidad. El 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 9.626 (MMBRL 40,2).

6.6. La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha sancionado a Enel por no conformidades en los índices operacionales de calidad de suministro de energía, con respecto al año 2013. Los recursos administrativos de Enel en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). El 24 de julio de 2018 Enel ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción, todavía sin decisión a la fecha. El 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 16.037 (MMBRL 67,0).

6.7. La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha sancionado a Enel por no conformidades en los índices operacionales de calidad de suministro de energía, con respecto al año 2014. Los recursos administrativos de Enel en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). 31/07/18 Enel ha presentado una demanda (judicial) con objetivo de anular (o reducir) la sanción, todavía sin decisión a la fecha. El 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado en la sanción es de MUS\$ 8.188 (MMBRL 34,2).

6.8. La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha sancionado a Enel por no conformidades en el proceso de Presupuestos para Créditos de Liquidación Dudosa. Los recursos administrativos de Enel en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). Enel ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular (o reducir) la sanción, la sentencia (1º grado) fue desfavorable a Enel, que ha presentado un recurso sin decisión firme a la fecha. El 30 de septiembre de 2019 el valor involucrado en la sanción es de MUS\$ 5.331 (MMBRL 22,3).

6.9. La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha sancionado a Enel por no conformidades en el proceso de Presupuestos para Créditos de Liquidación Dudosa. Los recursos administrativos de Enel en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). Enel ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular (o reducir) la sanción, la sentencia (1º grado) fue favorable a Enel, sin embargo, la ANEEL

ha presentado un recurso, sin decisión firme a la fecha. El 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado en la sanción es de MUS\$ 16.637 (MMBRL 69,5).

6.10. El Ayuntamiento del Municipio de Jandira ha sancionado a Enel por violación a la legislación municipal (con respecto a red en las vías en la municipalidad) (febrero de 2003). Los recursos administrativos de Enel en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). Enel ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción, la sentencia (1º grado) fue desfavorable a Enel, que ha presentado un recurso sin decisión firme a la fecha. El 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado es de MUS\$ 4.877 (MMBRL 20,4).

6.11. El Ayuntamiento del Municipio de Jandira ha sancionado a Enel por violación a la legislación municipal (con respecto a red en las vías en la municipalidad) (Julio de 2002). Los recursos administrativos de Enel en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). Enel ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción, la sentencia (1º grado) fue favorable a Enel, sin embargo, la municipalidad ha presentado un recurso sin decisión firme a la fecha. El 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado es de MUS\$ 5.674 (MMBRL 23,7).

6.12. El Ayuntamiento del Municipio de Sao Paulo ha sancionado a Enel por violación a la legislación municipal de tránsito (área restricta de circulación). Los recursos administrativos de Enel en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). En 2011, Enel ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción, la sentencia (1º grado) fue desfavorable a Enel, que ha presentado un recurso sin decisión firme a la fecha. El 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado es de MUS\$ 7.850 (MMBRL 30).

6.13. El Ayuntamiento del Municipio de Itapevi ha sancionado a Enel por violación a la legislación municipal (con respecto a la red en las vías de la municipalidad) (febrero de 2012). Los recursos administrativos de Enel en contra la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). Enel ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción, la sentencia (1º grado) fue desfavorable a Enel, que ha presentado un recurso sin decisión firme a la fecha. El 30 de septiembre de 2019 el monto involucrado es de MUS\$ 7.112 (MMBRL 29,7).

Fiscales: La compañía fue multada ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales. La administración tributaria de Brasil, viene presentando multas individuales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. La compañía presentó sus descargos administrativos en contra de las multas y se aguarda fallo. MBRL 44.149 (MUS\$ 10.600).

Fiscales: La compañía fue multada ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales. La administración tributaria de Brasil, viene presentando multas individuales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. La compañía presentó sus descargos administrativos en contra de las multas y se aguarda fallo. MBRL 44.698 (MUS\$10.770).

## **7. Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A.**

Fiscales: La compañía fue multada ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales. La administración tributaria de Brasil, viene presentando multas individuales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. La compañía presentó sus descargos administrativos en contra de las multas y se aguarda fallo. MBRL 1.051 (MUS\$ 253).

## **8. Enel Cien S.A.**

Fiscales: La compañía fue multada ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales. La administración tributaria de Brasil, viene presentando multas individuales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. La compañía presentó sus descargos administrativos en contra de las multas y se aguarda fallo. MBRL 84 (MUS\$ 20).

## **9. Enel Generación Fortaleza (Central Geradora Termoelétrica Fortaleza S.A.)**

Fiscales: La compañía fue multada ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales. La administración tributaria de Brasil, viene presentando multas individuales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. La compañía presentó sus descargos administrativos en contra de las multas y se aguarda fallo. MBRL 2.014 (MUS\$ 485).

## 10. Enel Distribución Perú S.A.A. (ex Edelnor S.A.A.)

Al 30 de septiembre de 2019, 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 PEN 2.451.254 (MUS\$ 725), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 2.264.959 (MUS\$ 670). 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 PEN 2.424.073 (MUS\$ 717), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a PEN 3.008.026 (MUS\$ 890). 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 PEN 2.150.442 (MUS\$ 636), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a PEN 2.892.018 (MUS\$ 855). Al respecto, debemos señalar que la imposición de las referidas multas se encuentra siendo discutida 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 PEN 2.591.405 (MUS\$ 766), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a PEN 2.742.737 (MUS\$ 811). 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 PEN 2.631.295 (MUS\$ 778), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a PEN 3.092.902 (MUS\$ 915). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de las referidas multas se encuentra siendo discutida 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 PEN 616.333 (MUS\$ 182), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 400.616 (MUS\$ 118). Asimismo, la SUNAT notificó a Enel Distribución Perú con las Resoluciones de Multas Nos. 0120020023115 a 0120020023126, mediante las cuales impuso multas por omisiones en los anticipos de los períodos de enero a diciembre del IR 2009, las mismas que asciende a PEN 1.538.153 (MUS\$ 455), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 1.595.377 (MUS\$ 472). Debemos señalar que la imposición de las referidas multas seguirán siendo discutidas ante el Poder Judicial.
- 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 PEN 500.298 (MUS\$ 148), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 314.788 (MUS\$ 93). 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 PEN 374.545 (MUS\$ 111), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascienden a PEN 422.876 (MUS\$ 125). Nótese que la imposición de las referidas multas se encuentra siendo discutida 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 PEN 507.761 (MUS\$ 150), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 317.452 (MUS\$ 94). 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 PEN 593.147 (MUS\$ 175), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 425.908 (MUS\$ 126). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de las referidas multas se encuentra siendo discutida en el TF.

## 11. Enel Generación Perú S.A.A. (ex Edegel S.A.A.)

Al 30 de septiembre de 2019, 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 PEN 2.076.888 (MUS\$ 614), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 10.501.965 (MUS\$ 3.106). 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 que califica como posible y probable asciende a PEN 6.460.523 (MUS\$ 1.910), y los intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a PEN 14.674.193 (MUS\$ 4.362). Actualmente, Enel Generación Perú viene discutiendo la reliquidación de la multa ante el TF y el tema de fondo ante el Poder Judicial. Cabe precisar que PEN 7.928.535 (MUS\$ 2.345) se encuentran debidamente pagados.
- 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 MUS\$ 2.974 (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 PEN 5.832.129 (MUS\$ 1.725), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 3.395.224 (MUS\$ 1.004). 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.

#### **12. Enel Perú S.A.C. (ex Generandes)**

Al 30 de septiembre de 2019, Enel Perú ha incurrido en la siguiente multa 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 PEN 2.920.104 (US\$ 863.524), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 14.053.695 (US\$ 4.155.916). 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 PEN 1.771.933 (US\$ 523.991), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 10.231.619 (US\$ 3.025.664). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de las referidas multas se encuentra siendo discutida ante el Poder Judicial.

#### **13. Enel Generación Piura (ex EEPZA)**

Al 30 de septiembre de 2019, Enel Generación Piura ha incurrido en la siguiente multa 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 PEN 6.868.256 (US\$ 2.031.060), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 4.844.855 (US\$ 1.432.706). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de la referida multa se encuentra siendo discutida en el TF.

#### **14. Emgesa**

- No se encuentra pendiente resolución alguna que implique una posible sanción por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, por incumplimientos consistentes en la violación del ordenamiento jurídico, específicamente la Ley 142, la Ley 143 y la Regulación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Con corte a 31 de diciembre de 2018, solo existe un procedimiento sancionatorio que se cerró en el 2013 cuya sanción consistió en una amonestación (sin valor pecuniario), por asuntos semejantes a los mencionados en este párrafo.
- La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) confirmó la sanción contra la Compañía por COP 2.503.258.650 (US\$ 782.843), 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 la demanda ya fue admitida.

El 14 de febrero de 2019, el Tribunal Administrativo de Cundinamarca negó la suspensión del acto administrativo y el proceso se encuentra al despacho para fijar fecha de audiencia inicial.

- La Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena (CAM) se pronunció al recurso interpuesto contra la Resolución No. 2239 del 29 de julio de 2016, en la cual se sancionó a la Compañía por COP 758.864.000 (US\$ 237.319) 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 492.700.000 (US\$154.082). Se presentó la solicitud de conciliación para agotar el requisito de procedibilidad y se presentó la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho (Acciones judiciales).

El proceso se encuentra al despacho con la contestación de la demanda por parte de la CAM.

- La Corporación Autónoma Regional del alto Magdalena (CAM) impuso tres (3) sanciones consistentes en una multa por COP 50.670.000 (US\$ 15.846,) 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 a la Compañía por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de Montea. Se encuentra fijada la audiencia de pruebas.

Se presentó demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho, desde el 30 de mayo de 2019, el proceso se encuentra en despacho para dictar sentencia de primera instancia.

Resolución No. 3653 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona a la Compañía por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de Santiago y Palacios. Se encuentra fijada la audiencia inicial.

Se presentó demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho, el 21 de mayo de 2019, se dictó sentencia de primera instancia desfavorable a la Compañía por parte del Juzgado Sexto Administrativo de Neiva Huila. Actualmente el proceso se encuentra en trámite del Recurso de Apelación presentado por Emgesa.

Resolución No. 3816 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona a la Compañía por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de La Galda. Se encuentra pendiente por el juzgado de enviar las notificaciones a la CAM.

Se presentó demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho, y actualmente el proceso se encuentra en trámite de contestación de la demanda por parte de la CAM.

- El 12 de enero de 2018 la Compañía fue notificada sobre las resoluciones del 4 de diciembre No. 3567, 3568 y 3569 en la cuales se confirman las sanciones impuestas por la CAM en noviembre de 2016, en relación a las resoluciones 3590, 3653 y 3816 de noviembre de 2016 derivados de la falta de permisos de vertimientos de los reasentamientos del proyecto PHEQ, de acuerdo a la normatividad ambiental. Se presentaron las conciliaciones como requisito de procedibilidad y se presentaron las respectivas demandas de nulidad de restablecimiento y del derecho. El proceso de la solicitud de conciliación se presentó dentro de los cuatro meses antes del vencimiento del término, proceso del cual no se obtuvo respuesta y se procedió a radicar demandas.
- Sanción por extemporaneidad en la declaración de retención de ICA de diciembre 2018 de Palermo, por COP 344.000 (US\$ 112) por cambio de Banco recaudador, según lo establecido en el municipio.
- Sanción por extemporaneidad en la declaración de retención de ICA de Cali de diciembre 2018, por COP 173.000 (US\$ 56) por cambio de Banco recaudador, según lo establecido en el municipio.
- Sanción por corrección en declaración de retención en la fuente de diciembre 2018 por COP 399.000 (US\$ 126), por inclusión de facturas correspondientes a dicho periodo.
- Sanción por extemporaneidad por declaración de ICA anual 2018 de Espinal por COP 345.000 (US\$ 108), por cambio normativo.
- Sanción por extemporaneidad por declaración de ICA anual 2018 de Cereté por COP 1.172.000 (US\$ 367)
- Sanción por inscripción extemporánea en municipio de Pamplona, por inicio de operaciones a inicio del año 2018 por COP 828.000 (US\$ 259)
- Sanción por extemporaneidad en presentación de medios magnéticos de 2018 por COP 102.810.000 (US\$ 32.152).

- Sanción por extemporaneidad declaración anual de ICA de 2014 de Pereira por COP 769.000 (USD\$ 204).

## 15. 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 el valor de COP 1.475.434.000 (US\$ 461.412) al considerar que sí 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 10 de octubre de 2018 se realizó el pago de la sanción.
- El 3 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 (US\$ 466.026), 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 pago de la sanción se realizó el 3 de septiembre.
- El 3 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 (US\$ 306.839) 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. La multa fue pagada el 3 de septiembre de 2018.
- 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 (US\$ 4.886) a Codensa S.A. ESP., por considerar que la compañía incurrió en falla en la prestación del servicio porque las compensaciones regulatorias estimadas para un (1) usuario del servicio excedieron el cargo de distribución facturado para el respectivo mes. La sanción impuesta fue recurrida en reposición ante la misma SSPD y mediante Resolución 20182400130455 del 8 de noviembre de 2018 la entidad resolvió confirmar la multa, quedando de esta manera en firme la sanción. La multa fue pagada el 22 de enero de 2019.
- 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 (US\$ 19.545) 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 excedieron el cargo de distribución facturado para el respectivo mes. La sanción impuesta fue recurrida en reposición ante la misma SSPD y mediante la Resolución 2019240004785 del 5 de marzo de 2019 la entidad resolvió confirmar la multa, quedando de esta manera en firme la sanción. La multa fue pagada el 29 de marzo de 2019.
- 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 15.624.840 (US\$ 4.886) a Codensa S.A. ESP., por considerar que la compañía incurrió en falla en la prestación del servicio porque las compensaciones regulatorias estimadas para un (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 mediante la Resolución No.20192400010955 del 29 de abril de 2019 la entidad resolvió confirmar la multa, quedando de esta manera en firme la sanción. La multa fue pagada el 9 de julio de 2018.
- El 27 de mayo de 2019 la Superintendencia de Servicios Públicos, dentro del expediente No. 2017240350600018E, resolvió sancionar con una multa por valor de COP 39.749.568 (US\$ 12.431) a Codensa S.A. ESP., por considerar que la compañía incurrió en falla en la prestación del servicio porque la compensación regulatoria estimada para 7 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 pendiente de decisión por parte de la entidad.
- El 26 de julio de 2019 la Superintendencia de Servicios Públicos resolvió sancionar con una multa por valor de COP 1.656.232.000 (aprox. US\$551.700) a CODENSA S.A. ESP., por considerar que la compañía no reportó oportunamente activos de NT4 fuera de operación para efectos de que fueran

excluidos de remuneración. La sanción impuesta fue recurrida en reposición ante la misma SSPD y se encuentra pendiente de decisión por parte de la entidad.

- Al 30 de junio de 2017, fuimos notificados 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 (US\$ 75.465) 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 y se presentó la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho, la que está pendiente de pronunciamiento.
- Mediante auto No. 26346 del 15 de marzo de 2018 la Superintendencia de Industria y Comercio impuso multa de COP 37.834.434 (US\$11.832) 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. Mediante Auto No. 10.654 de 2019 del 7 de febrero de 2019, la Superintendencia de Industria y Comercio redujo la sanción a COP 13.727.538 (US\$ 4.293).
- Sanción por extemporaneidad en declaración de diciembre 2018 de Santa María por COP 343.000 (US\$ 109).
- Sanción por extemporaneidad en declaración de enero 2019 de Pulí por COP 172.000 (US\$ 54) por cambio de periodicidad en vencimiento de declaraciones, según normatividad del municipio.
- Sanción por extemporaneidad en declaración del I bimestre de 2019 de Duitama por COP 398.000 (US\$ 126) por cambio de Banco recaudador, según lo establecido en el municipio.
- Sanción por extemporaneidad declaración de retención de ICA de Guasca del III cuatrimestre de 2018 por COP 306.000 (US\$ 96).

#### **16. 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 (US\$ 5.768). Se presentó el recurso de reposición y en subsidio de apelación, y en este recurso se confirmó la sanción.

#### **17. Enel Américas S.A.**

- Con fecha 30 de junio 2019, la Tesorería General de la República notificó supuesta deuda por Multa en la determinación y pago del Impuesto de Timbres y Estampillas por Mutuos del año 2016, que se consideran no fueron pagados en el plazo que señala la ley. La Multa ha sido pagada, pero al considerarse indebida o en exceso la compañía está discutiendo su procedencia y devolución. El monto asciende a MCLP 326.870 (MUS\$ 449).

En relación a las sanciones anteriormente descritas, el Grupo ha constituido provisiones por MUS\$ 50.318 al 30 de septiembre de 2019. 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.

## 37. MEDIO AMBIENTE

Los gastos ambientales por los ejercicios terminados al 30 de septiembre de 2019 y 2018, son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	30/09/2019					30/09/2018
				Monto desembolsos MUS\$	Monto Activado MUS\$	Monto Gasto MUS\$	Monto desembolso a futuro MUS\$	Fecha estimada desembolso Futuro	
EMGESA	Proyecto Central Hidroelectrica El Quimbo	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	En proceso	377	-	377	-		377
		Otros	En proceso	93	-	93	-		93
		Ley 99	En proceso	-	-	-	4.412	31/12/2021	4.412
EDESUR	Material Contaminante	Manipulacion de Material Contaminante	En proceso	127	-	127	-		127
CODENSA	Desmantelamiento Pcb's	Colombia con la ley 1196 de 2008 se acogió al convenio de Estocolmo y que este hecho fue reglamentado con la resolución del Ministerio de Medio Ambiente 222 del 15 de diciembre de 2011, se reconoció la provisión por desmantelamiento de transformadores contaminados con PCBs.	En proceso	894	660	234	5.919	31/12/2027	6.813
		Compensaciones incluidas en la Resolución 1061 y el Acuerdo 017 de 2013 del Ministerio de Medio Ambiente y la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, respectivamente, donde se aprueba la sustitución de la reserva forestal protectora y productora de la cuenca alta del río Bogotá, comprometiendo 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	180	170	10	74	31/12/2019	253
		Actividades De Prevencion	En proceso	60	-	60	20	31/12/2019	80
ENEL GENERACION PIURA S.A.		Estudios Ambientales	En proceso	52	-	52	17	31/12/2019	69
		Gestion De Residuos	En proceso	48	-	48	15	31/12/2019	63
		Monitoreos Ambientales	En proceso	56	-	56	18	31/12/2019	74
		Actividades De Prevencion	En proceso	32	-	32	16	31/12/2019	48
CHINANGO	Estudios Ambientales	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	35	-	35	86	31/12/2019	121
		Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	11	-	11	50	31/12/2019	61
	Gestion De Residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	0	-	-	6	31/12/2019	-
	Mitigaciones Y Restauraciones	Protección y recuperación del suelo yagua	En proceso	137	-	137	240	31/12/2019	377
	Monitoreos Ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	En proceso	-	-	-	47	31/12/2019	459
ENEL DISTRIBUCION PERÚ S.A.		Eliminación de partículas y otros residuos especiales	Terminado	72	-	72	-		72
ENEL GENERACIÓN PERÚ	Actividades De Prevencion	Protección de la Biodiversidad del Medio Ambiente, Tratamiento de Aguas Residuales	En proceso	179	-	179	114	31/12/2019	293
		Estudios Ambientales	En proceso	34	-	34	284	31/12/2019	318
	Gestion De Residuos	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	120	-	120	203	31/12/2019	323
		Manejo de Residuos Peligrosos	En proceso	-	-	-	47	31/12/2019	316
	Mitigaciones Y Restauraciones	Protección y Recuperación del Suelo y Agua	En proceso	85	-	85	124	31/12/2019	47
	Monitoreos Ambientales	Protección del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la Radiación	En proceso	14	-	14	95	31/12/2019	181
	Paisajismo Y Áreas Verdes	Mantenimiento de Áreas verdes y fauna Menor	En proceso	14	-	14	95	31/12/2019	109
		Total		2.606	830	1.776	11.740		14.346
									15.675

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	30/09/2018					Total desembolsos MUS\$
				Monto desembolsos MUS\$	Monto Activado MUS\$	Monto Gasto MUS\$	Monto desembolso a futuro MUS\$	Fecha estimada desembolso Futuro	
EMGESÁ	Proyecto Central Hidroelectrica El Quimbo	Plan Manejo Ambiental El Quimbo	En proceso	-	-	-	5.473	31/12/2020	5.473
EDESUR	Material Contaminante	Manipulacion 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
	Gestion 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	Protección del Aire y Clima, Reducción del Ruido, protección contra la radiación	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 Compensación 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	Protección de la Biodiversidad del Medio Ambiente, Tratamiento de Aguas Residuales	En proceso	202	-	202	101	31/12/2018	303
	Estudios Ambientales	Estudio sobre aspectos ambientales	En proceso	215	-	215	43	31/12/2018	257
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	En proceso	241	-	241	75	31/12/2018	316
	Mitigaciones Y Restauraciones	Protección y Recuperación del Suelo y Agua	En proceso	2	-	2	35	31/12/2018	37
	Monitoreos Ambientales	Protección 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
<b>Total</b>				<b>1.958</b>	<b>275</b>	<b>1.683</b>	<b>13.718</b>		<b>15.675</b>

### 38. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE SUBSIDIARIAS

A continuación, se resume la información financiera de nuestras principales subsidiarias al 30 de septiembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera:

	30/09/2019																				
	Estados Financieros	Activos Corrientes		Activos No-Corrientes		Total Activos MUS\$	Pasivos Corrientes MUS\$	Pasivos No-Corrientes MUS\$	Patrimonio MUS\$	Total Pasivos y Patrimonio MUS\$	Ingresos MUS\$	Materias Primas y Consumibles Utilizados MUS\$	Margen de Contribución MUS\$	Resultado Bruto de Explotación MUS\$	Resultado de Explotación MUS\$	Resultado Financiero MUS\$	Resultado Antes de Impuesto MUS\$	Impuesto sobre la Sociedad MUS\$	Ganancia (Pérdida) MUS\$	Otro Resultado Integral MUS\$	Resultado Integral Total MUS\$
		MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$																
Enel Argentina S.A.	Separado	38.549	91.553	130.102	1.425	-	128.677	130.102	-	-	-	(570)	(570)	5.699	34.711	(1.564)	33.147	(49.858)	(16.711)		
Enel Generación Costanera S.A.	Separado	104.114	256.192	360.306	101.406	112.536	146.364	360.306	157.456	(48.965)	108.491	77.637	50.164	15.717	65.996	(12.751)	53.245	(38.311)	14.934		
Enel Generación El Chocón S.A.	Separado	104.998	328.977	433.975	62.945	91.358	279.672	433.975	49.112	(3.408)	45.704	40.186	31.180	57.041	88.935	(34.720)	54.215	(82.973)	(28.758)		
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Separado	314.012	1.345.560	1.659.572	514.741	402.674	742.157	1.659.572	1.027.673	(569.018)	458.655	270.917	202.374	33.221	235.604	(67.438)	168.166	(218.016)	(49.850)		
Enel Trading Argentina S.R.L.	Separado	12.019	1.136	13.155	10.373	-	2.782	13.155	3.740	(489)	3.251	1.466	1.335	361	1.696	(375)	1.321	(555)	766		
Dock Sud S.A.	Separado	58.481	238.573	297.054	37.929	33.908	225.217	297.054	73.334	(25.709)	47.625	40.846	19.790	21.656	41.578	1.609	43.187	(68.963)	(25.776)		
Grupo Enel Argentina	Consolidado	293.253	897.262	1.190.515	161.111	189.964	839.440	1.190.515	206.382	(52.373)	154.009	116.513	80.034	95.209	249.250	(53.158)	196.092	(255.489)	(59.397)		
Enel Brasil S.A.	Separado	393.312	4.928.743	5.322.055	334.892	226.400	4.760.763	5.322.055	63	(80)	(17)	(41.353)	(41.556)	(118.572)	38.456	29.396	67.852	(320.644)	(252.792)		
Enel Generación Fortaleza S.A.	Separado	152.359	156.990	309.349	112.657	467	196.225	309.349	223.163	(126.419)	96.744	88.262	77.705	21.706	99.412	(33.999)	65.413	(14.773)	50.640		
ECP Cachoeira Dourada S.A.	Separado	197.586	93.951	291.537	176.764	2.702	112.071	291.537	370.044	(289.553)	80.491	70.398	65.267	(1.058)	64.209	(21.097)	43.112	(2.774)	40.338		
ECP Volta Grande	Separado	106.494	333.033	439.527	273.730	7.225	158.572	439.527	77.522	(32.168)	45.354	42.352	42.348	(9.940)	32.408	(10.565)	21.843	(5.947)	15.896		
Enel Cen S.A.	Separado	112.169	160.573	272.742	8.609	14.300	249.833	272.742	57.704	(774)	56.930	49.346	40.007	19.291	59.298	(19.789)	39.509	(14.539)	24.970		
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Separado	6.867	996	7.863	49.993	7.827	(49.957)	7.863	817	-	817	561	(364)	(11.751)	(12.115)	205	(11.910)	14.451	2.541		
Transportadora de Energía S.A.	Separado	4.950	4.043	8.993	51.213	9.267	(51.487)	8.993	794	-	794	504	(563)	(118.840)	(12.403)	230	(12.173)	14.933	2.760		
Enel Distribución Ceará S.A.	Separado	581.472	1.566.127	2.147.599	492.958	903.969	750.672	2.147.599	989.360	(726.864)	262.496	142.453	77.091	(15.814)	61.277	(9.961)	51.316	(50.691)	625		
Enel Distribución Rio S.A.	Separado	681.207	1.870.241	2.551.448	702.835	947.212	901.401	2.551.448	1.134.018	(764.840)	369.178	215.870	116.276	(48.258)	68.017	(23.031)	44.986	(62.082)	(17.096)		
Enel Distribución Goiás S.A.	Separado	717.827	2.277.349	2.995.176	748.499	891.891	1.354.786	2.995.176	1.144.857	(799.631)	345.226	190.051	114.703	(42.106)	72.597	(28.688)	43.909	(94.876)	(50.967)		
Enel X Brasil S.A.	Separado	16.236	13.591	29.827	14.152	319	15.356	29.827	13.458	(4.372)	9.086	(1.889)	(4.279)	(194)	(4.473)	300	(4.173)	(1.081)	(5.254)		
Enel Distribuição São Paulo S.A.	Separado	1.456.687	5.332.440	6.789.127	1.364.071	3.756.087	1.668.969	6.789.127	2.747.922	(2.017.160)	730.762	437.626	270.708	(78.589)	192.118	(62.936)	128.182	(113.092)	16.090		
Grupo Enel Brasil	Consolidado	3.985.022	12.448.174	16.433.196	3.889.716	6.750.685	5.792.795	16.433.196	6.347.908	(4.352.492)	1.995.416	1.193.598	756.737	(337.995)	418.742	(179.355)	238.807	(391.865)	(153.058)		
Engesa S.A. E.S.P.	Separado	253.602	2.364.180	2.617.782	420.726	903.516	1.293.540	2.617.782	946.272	(341.450)	604.822	555.165	500.744	(63.351)	437.393	(141.590)	295.803	(63.390)	232.413		
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Separado	350.350	1.694.789	2.045.139	537.654	666.444	841.041	2.045.139	1.229.049	(717.256)	511.793	403.329	305.040	(44.232)	260.812	(84.067)	176.745	(42.188)	134.557		
Enel Perú S.A.C.	Separado	36.750	1.376.173	1.412.923	47.275	10.659	1.354.993	1.412.923	11	-	11	(410)	(410)	(1.920)	98.953	(8)	98.945	(128)	98.817		
Enel Generación Perú S.A.	Separado	337.896	910.257	1.248.153	161.874	221.482	864.797	1.248.153	342.113	(135.578)	206.535	163.335	124.818	(2.712)	133.616	(38.512)	95.104	(106)	94.998		
Chinango S.A.C.	Separado	7.034	136.239	143.273	7.795	26.583	108.895	143.273	30.962	(4.014)	26.948	23.279	20.080	(645)	19.435	(5.751)	13.684	443	14.127		
Enel Generación Pura S.A.	Separado	74.407	170.002	244.409	60.208	34.320	149.981	244.409	60.256	(21.120)	39.136	32.517	23.886	(856)	23.030	(6.803)	16.227	(101)	16.126		
Enel Distribución Perú S.A.	Separado	107.873	1.259.038	1.366.911	221.625	473.322	671.964	1.366.911	708.802	(459.506)	249.296	195.836	149.874	(17.623)	132.252	(40.827)	91.425	(624)	90.801		
Grupo Enel Perú	Consolidado	475.868	2.437.391	2.913.259	418.415	764.884	1.729.960	2.913.259	1.022.822	(505.611)	517.211	411.373	315.063	(23.940)	291.123	(91.022)	200.101	(516)	199.585		

	Estados Financieros	31/12/2018																	
		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\$	
Enel Argentina S.A.	Separado	6.657	139.508	146.165	776	-	145.389	146.165	-	-	(618)	(618)	2.812	3.657	(669)	2.988	(138.136)	(135.148)	
Enel Generación Costanera S.A.	Separado	132.613	267.952	400.565	136.446	99.309	164.810	400.565	162.894	(15.271)	147.623	103.430	89.235	19.250	108.963	(17.345)	91.618	(43.235)	48.383
Enel Generación El Chocón S.A.	Separado	95.054	370.645	465.699	82.599	85.399	297.701	465.699	67.134	(4.675)	62.459	53.087	32.994	106.969	141.617	(51.466)	90.151	(130.515)	(40.364)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Separado	312.128	1.381.972	1.694.100	710.707	347.653	635.740	1.694.100	1.189.950	(729.223)	460.727	179.203	77.990	127.247	205.078	(101.101)	103.977	(347.881)	(243.904)
Enel Trading Argentina S.R.L	Separado	14.550	1.008	15.558	13.940	-	1.618	15.558	4.738	(305)	4.433	1.357	1.083	(2.456)	(1.370)	(408)	(1.778)	(571)	(2.349)
Grupo Dock Sud S.A.	Consolidado	55.921	263.659	319.580	63.756	55.240	200.584	319.580	94.769	(20.986)	73.783	58.725	33.999	35.743	69.850	(29.790)	40.060	(104.651)	(64.591)
Grupo Enel Argentina	Consolidado	263.345	916.274	1.179.619	221.534	182.169	775.916	1.179.619	229.458	(19.945)	209.513	155.467	121.179	140.459	307.883	(72.221)	235.661	(355.051)	(119.389)
Enel Brasil S.A.	Separado	1.681.474	3.892.112	5.573.586	2.720.641	225.312	2.627.633	5.573.586	174	(96)	78	(46.334)	(46.374)	(119.900)	(106.575)	44.864	(61.711)	(441.136)	(502.847)
Enel Generación Fortaleza S.A.	Separado	140.483	189.912	330.395	123.850	60.960	145.858	330.395	211.536	(207.475)	4.061	(6.852)	(16.483)	(5.857)	(22.340)	7.309	(15.031)	(25.888)	(40.919)
ECP Cachoeira Dourada S.A.	Separado	301.315	103.975	405.290	244.418	3.075	157.797	405.290	540.344	(417.506)	122.838	109.049	102.351	7.959	110.311	(37.719)	72.592	(18.188)	54.424
ECP Volta Grande	Separado	94.170	355.686	449.836	274.015	-	175.821	449.836	81.939	(10.644)	71.295	68.654	68.653	(15.031)	53.622	(18.732)	34.890	(30.953)	3.937
Enel Cien S.A.	Separado	120.897	183.601	304.498	9.403	18.424	276.671	304.498	82.608	(1.626)	80.982	72.831	56.219	31.686	87.905	(29.729)	58.176	(40.853)	17.323
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Separado	9.097	2.196	11.233	50.940	2.493	(42.140)	11.233	1.193	-	1.193	716	(650)	(21.535)	(22.185)	44	(22.141)	13.101	(9.040)
Transportadora de Energía S.A.	Separado	6.912	5.755	12.667	50.780	5.431	(43.544)	12.667	1.140	-	1.140	591	(986)	(21.519)	(22.506)	(176)	(22.682)	13.664	(9.018)
Enel Distribución Ceará S.A.	Separado	538.216	1.209.995	1.748.211	517.761	440.495	789.955	1.748.211	1.410.602	(1.037.015)	373.587	213.754	140.035	(17.507)	122.528	(22.092)	100.436	(128.063)	(27.627)
Enel Distribución Rio S.A.	Separado	611.450	1.964.754	2.576.204	865.349	781.211	929.644	2.576.204	1.510.676	(1.026.864)	483.812	294.177	172.577	(96.634)	75.943	(27.546)	48.297	(152.089)	(103.792)
Enel Distribución Goiás S.A.	Separado	694.885	2.478.860	3.173.745	613.692	1.154.300	1.405.753	3.173.745	1.541.938	(1.106.151)	435.787	254.481	157.911	(51.253)	107.044	318.307	425.351	(199.597)	225.754
Enel X Brasil S.A.	Separado	14.153	9.180	23.333	5.512	42	17.779	23.333	17.882	(8.136)	9.746	(559)	(1.412)	(169)	(1.581)	394	(1.187)	(2.104)	(3.291)
Enel Distribución São Paulo S.A.	Separado	1.535.494	4.426.898	5.962.392	1.438.355	2.871.158	1.652.879	5.962.392	2.459.201	(1.914.222)	544.979	243.789	137.736	(98.509)	39.227	(17.209)	22.018	(202.092)	(180.074)
Grupo Enel Brasil	Consolidado	4.112.113	11.587.158	15.699.271	6.524.502	5.555.695	3.619.074	15.699.271	7.492.092	(5.366.693)	2.125.399	1.201.286	766.565	(435.467)	331.484	217.615	549.099	(689.804)	(140.705)
Emgesa S.A. E.S.P.	Separado	336.791	2.511.385	2.849.156	510.844	1.032.101	1.305.211	2.849.156	1.259.471	(1.032.452)	681.349	522.969	389.002	(57.795)	331.372	(125.242)	206.130	(81.177)	228.314
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Separado	414.711	1.686.783	2.101.494	650.760	598.455	852.279	2.101.494	1.713.801	(1.032.452)	-	-	337	337	(4.852)	185.519	-	185.519	(56.062)
Enel Perú S.A.C.	Separado	36.807	1.376.103	1.412.910	69.295	10.460	1.333.155	1.412.910	-	-	-	-	-	-	-	-	129.457	-	
Enel Generación Perú S.A.	Separado	333.468	914.287	1.247.755	169.579	234.383	843.793	1.247.755	653.276	(336.615)	316.661	257.625	209.490	13.325	263.975	(69.105)	194.870	(35.507)	159.363
Chirango S.A.C.	Separado	5.798	137.059	142.857	7.946	25.562	109.349	142.857	54.434	(15.469)	38.965	33.910	29.643	(255)	29.388	(8.562)	20.826	(4.445)	16.381
Enel Generación Pura S.A.	Separado	85.080	175.196	260.276	51.046	68.377	140.853	260.276	89.395	(37.266)	52.129	42.112	30.028	(4.368)	25.685	(8.003)	17.682	(6.155)	11.527
Enel Distribución Perú S.A.	Separado	112.287	1.210.429	1.322.716	268.883	431.856	621.977	1.322.716	912.950	(610.701)	302.249	232.137	175.848	(22.150)	153.693	(49.024)	104.669	(25.666)	79.003
Grupo Enel Perú	Consolidado	488.824	2.401.685	2.890.509	490.068	770.021	1.630.420	2.890.509	1.505.635	(798.330)	707.305	564.020	443.246	(18.583)	451.681	(134.059)	317.622	(127.835)	189.787

### **39. HECHOS POSTERIORES**

No se han producido hechos posteriores significativos entre el 1 de octubre de 2019 y la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados.

## 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	30/09/2019								
	Unidad de Fomento MUS\$	Peso chileno MUS\$	Dólar Estadounidense MUS\$	Euro MUS\$	Peso colombiano MUS\$	Sol peruano MUS\$	Peso argentino MUS\$	Real brasileño MUS\$	Total MUS\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>									
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	283.796	483.828	3.003	200.747	152.776	77.096	438.994	1.640.240
Otros activos financieros corrientes	-	114	13.123	-	59.767	53	-	232.776	305.833
Otros activos no financieros corrientes	-	6.020	7.072	1.117	24.569	40.216	23.374	222.769	325.137
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	816	15.876	653	217.470	142.145	386.551	2.782.384	3.545.895
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	-	2.658	45	2.503	1.896	2.879	340	3.764	14.085
Inventarios corrientes	-	-	5.235	208	89.697	41.009	15.594	232.417	384.160
Activos por impuestos corrientes	-	324	-	-	-	1.005	6.682	60.348	68.359
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	5.468	-	-	-	5.468
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>	<b>-</b>	<b>293.728</b>	<b>525.179</b>	<b>7.484</b>	<b>599.614</b>	<b>380.083</b>	<b>509.637</b>	<b>3.973.452</b>	<b>6.289.177</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>									
Otros activos financieros no corrientes	-	-	1.139	-	165	-	60	2.846.479	2.847.843
Otros activos no financieros no corrientes	-	3.341	-	-	12.485	6.475	2.125	2.735.599	2.760.025
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	58	89.349	-	40.477	-	240.928	236.267	607.079
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	-	-	-	-	71	906	977
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	-	-	-	1.498	-	1.498
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	-	-	105.156	59.102	26.190	5.190.043	5.380.491
Plusvalía	-	-	509.729	-	5.540	-	4.358	618.466	1.138.093
Propiedades, Planta y Equipo	19	-	81	-	3.893.586	2.371.669	1.742.184	456.622	8.464.161
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	9.940	9.940
Activos por impuestos diferidos	-	1.508	-	-	4.013	90	26.254	348.787	380.652
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>19</b>	<b>4.907</b>	<b>600.298</b>	<b>-</b>	<b>4.061.422</b>	<b>2.437.336</b>	<b>2.043.668</b>	<b>12.443.109</b>	<b>21.590.759</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>19</b>	<b>298.635</b>	<b>1.125.477</b>	<b>7.484</b>	<b>4.661.036</b>	<b>2.817.419</b>	<b>2.553.305</b>	<b>16.416.561</b>	<b>27.879.936</b>

ACTIVOS	31/12/2018								
	Unidad de Fomento M\$	Peso chileno M\$	Dólar Estadounidense M\$	Euro M\$	Peso colombiano M\$	Sol peruano M\$	Peso argentino M\$	Real brasileño M\$	Total M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>									
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	151.716	513.668	2.436	372.360	129.263	101.207	633.635	1.904.285
Otros activos financieros corrientes	-	102	46.395	-	24.434	-	-	139.462	210.393
Otros activos no financieros corrientes	-	5.544	5.198	-	8.850	46.391	21.088	220.661	307.732
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	956	32.184	-	217.987	116.631	381.858	2.801.406	3.551.022
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	-	2.111	1.510	2.052	1.203	2.220	476	4.765	14.337
Inventarios corrientes	-	-	5.235	208	57.118	43.532	24.191	209.114	339.398
Activos por impuestos corrientes	-	215	-	-	4	2.282	160	48.333	50.994
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	5.825	-	-	-	5.825
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>	<b>-</b>	<b>160.644</b>	<b>604.190</b>	<b>4.696</b>	<b>687.781</b>	<b>340.319</b>	<b>528.980</b>	<b>4.057.376</b>	<b>6.383.986</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>									
Otros activos financieros no corrientes	-	-	34.133	-	598	-	14	2.761.730	2.796.475
Otros activos no financieros no corrientes	-	3.414	2.165	-	8.753	-	927	1.125.449	1.140.708
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	58	242.409	-	40.003	-	166.877	457.161	906.508
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	-	-	-	-	108	1.544	1.652
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	-	-	-	2.596	-	2.596
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	-	-	95.095	56.200	22.170	5.653.824	5.827.289
Plusvalía	-	-	-	-	19.245	197.010	26.255	963.060	1.205.570
Propiedades, Planta y Equipo	-	-	43	-	4.050.353	2.345.485	1.854.742	436.204	8.686.827
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	11.708	11.708
Activos por impuestos diferidos	-	-	-	-	1	-	10	433.026	433.037
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>-</b>	<b>3.472</b>	<b>278.750</b>	<b>-</b>	<b>4.214.048</b>	<b>2.598.695</b>	<b>2.073.699</b>	<b>11.843.706</b>	<b>21.012.370</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>-</b>	<b>164.116</b>	<b>882.940</b>	<b>4.696</b>	<b>4.901.829</b>	<b>2.939.014</b>	<b>2.602.679</b>	<b>15.901.082</b>	<b>27.396.356</b>

PASIVOS	30/09/2019								
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Total
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>									
Otros pasivos financieros corrientes	6.460	2	1.010.386	-	230.972	45.194	12.575	221.393	<b>1.526.982</b>
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	-	26.932	33.967	20.567	460.203	172.576	397.582	2.232.196	<b>3.344.023</b>
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	7.894	2.004	158.753	3.013	385	6.362	194.102	<b>372.513</b>
Otras provisiones corrientes	-	1.161	3.518	-	33.487	54.590	40.984	131.782	<b>265.522</b>
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	-	-	73.872	14.312	84.489	10.425	<b>183.098</b>
Otros pasivos no financieros corrientes	-	195	12.192	966	18.560	27.318	41.918	185.860	<b>287.009</b>
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	3.599	-	-	-	<b>3.599</b>
<b>TOTAL PASIVOS CORRIENTES</b>	<b>6.460</b>	<b>36.184</b>	<b>1.062.067</b>	<b>180.286</b>	<b>823.706</b>	<b>314.375</b>	<b>583.910</b>	<b>2.975.758</b>	<b>5.982.746</b>
PASIVOS NO CORRIENTES	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Total
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
	13.121	-	1.009.309	-	1.373.693	431.557	9	1.990.673	<b>4.818.362</b>
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	-	-	-	10.659	157.708	2.236.013	<b>2.404.380</b>
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	-	-	-	35.554	22.050	289.167	<b>560.476</b>
Otras provisiones no corrientes	-	-	-	-	-	40.898	241.310	299.415	<b>598.608</b>
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	-	-	-	113.867	5.239	18.385	1.080.839
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	2.663	-	-	-	5.947	24.773	56.913	<b>1.220.993</b>
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	3.700	-	-	-	-	-	<b>95.230</b>
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>13.121</b>	<b>2.663</b>	<b>1.013.009</b>	<b>-</b>	<b>1.569.959</b>	<b>735.588</b>	<b>821.597</b>	<b>5.888.883</b>	<b>10.044.820</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>19.581</b>	<b>38.847</b>	<b>2.075.076</b>	<b>180.286</b>	<b>2.393.665</b>	<b>1.049.963</b>	<b>1.405.507</b>	<b>8.864.641</b>	<b>16.027.566</b>

PASIVOS	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	31/12/2018					
				Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Total
		MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>									
Otros pasivos financieros corrientes	6.197	-	793.049	-	390.172	101.905	-	356.776	<b>1.648.099</b>
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	-	43.723	48.868	147.351	535.180	200.223	679.273	2.461.629	<b>4.116.247</b>
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	9.120	1.122	316.215	1.176	985	3.208	2.664.842	<b>2.996.668</b>
Otras provisiones corrientes	-	1.164	-	25.516	10.325	59.323	131.594	194.941	<b>422.863</b>
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	-	52.340	21.562	13.435	89.622	15.965	<b>192.924</b>
Otros pasivos no financieros corrientes	-	192	3.091	-	23.864	28.907	23.704	190.362	<b>270.120</b>
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	3.835	-	-	-	-	-	-	<b>3.835</b>
<b>TOTAL PASIVOS CORRIENTES</b>	<b>6.197</b>	<b>58.034</b>	<b>846.130</b>	<b>541.422</b>	<b>982.279</b>	<b>404.778</b>	<b>927.401</b>	<b>5.884.515</b>	<b>9.650.756</b>
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Total
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>									
Otros pasivos financieros no corrientes	16.601	-	1.167.679	-	1.428.552	393.142	-	1.615.894	<b>4.621.868</b>
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	4.606	-	-	10.460	190.779	727.211	<b>933.056</b>
Otras provisiones no corrientes	-	-	-	-	40.340	20.615	23.145	1.279.876	<b>1.363.976</b>
Pasivo por impuestos diferidos	-	8.374	-	-	32.623	249.629	244.256	11.188	<b>546.070</b>
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	2.613	-	-	123.152	5.130	14.599	1.198.013	<b>1.343.507</b>
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	4.149	-	5.892	25.518	64.993	4.671	<b>105.223</b>
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>16.601</b>	<b>10.987</b>	<b>1.176.434</b>	<b>-</b>	<b>1.630.559</b>	<b>704.494</b>	<b>537.772</b>	<b>4.836.853</b>	<b>8.913.700</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>22.798</b>	<b>69.021</b>	<b>2.022.564</b>	<b>541.422</b>	<b>2.612.838</b>	<b>1.109.272</b>	<b>1.465.173</b>	<b>10.721.368</b>	<b>18.564.456</b>

## 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	30/09/2019					
	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	1.682.675	513.152	130.980	907.491	3.234.298	131.358
Provisión de deterioro	(15.462)	(16.970)	(26.748)	(640.421)	(699.601)	(22.129)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	1.102.178	-	-	-	1.102.178	549.901
Provisión de deterioro	(90.980)	-	-	-	(90.980)	(52.051)
<b>Total</b>	<b>2.678.411</b>	<b>496.182</b>	<b>104.232</b>	<b>267.070</b>	<b>3.545.895</b>	<b>607.079</b>

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	31/12/2018					
	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	1.557.837	490.061	173.268	796.303	3.017.469	171.513
Provisión de deterioro	(41.013)	(37.505)	(39.952)	(634.130)	(752.600)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	1.332.904	-	-	-	1.332.904	735.509
Provisión de deterioro	(46.751)	-	-	-	(46.751)	(514)
<b>Total</b>	<b>2.802.977</b>	<b>452.556</b>	<b>133.316</b>	<b>162.173</b>	<b>3.551.022</b>	<b>906.508</b>

- Por tipo de cartera:

Tramos de Morosidad	30/09/2019					
	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	9.586.713	1.617.524	2.247.187	196.509	11.833.900	1.814.033
Entre 1 y 30 días	9.707.743	303.587	276.495	17.009	9.984.238	320.596
Entre 31 y 60 días	2.915.028	125.076	171.129	10.492	3.086.157	135.568
Entre 61 y 90 días	1.502.028	48.188	129.386	8.800	1.631.414	56.988
Entre 91 y 120 días	1.757.910	41.723	101.454	7.623	1.859.364	49.346
Entre 121 y 150 días	1.119.762	37.514	94.618	7.053	1.214.380	44.567
Entre 151 y 180 días	1.164.863	30.670	87.235	6.397	1.252.098	37.067
Entre 181 y 210 días	708.337	50.763	71.296	6.543	779.633	57.306
Entre 211 y 250 días	512.891	31.288	72.357	5.960	585.248	37.248
Superior a 251 días	11.857.705	744.059	1.173.259	68.878	13.030.964	812.937
<b>Total</b>	<b>40.832.980</b>	<b>3.030.392</b>	<b>4.424.416</b>	<b>335.264</b>	<b>45.257.396</b>	<b>3.365.656</b>

Tramos de Morosidad	31/12/2018					
	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	9.918.200	1.580.102	6.650.858	149.248	16.569.058	1.729.350
Entre 1 y 30 días	8.803.920	302.656	257.244	19.796	9.061.164	322.452
Entre 31 y 60 días	2.917.248	100.061	148.625	11.193	3.065.873	111.254
Entre 61 y 90 días	1.802.108	48.054	105.881	8.301	1.907.989	56.355
Entre 91 y 120 días	1.460.121	50.898	95.138	7.475	1.555.259	58.373
Entre 121 y 150 días	1.304.234	62.862	79.043	6.173	1.383.277	69.035
Entre 151 y 180 días	1.111.148	40.651	72.756	5.209	1.183.904	45.860
Entre 181 y 210 días	683.370	37.456	70.761	4.883	754.131	42.339
Entre 211 y 250 días	482.245	26.603	58.518	4.447	540.763	31.050
Superior a 251 días	6.830.315	667.658	852.817	55.256	7.683.132	722.914
<b>Total</b>	<b>35.312.909</b>	<b>2.917.001</b>	<b>8.391.641</b>	<b>271.981</b>	<b>43.704.550</b>	<b>3.188.982</b>

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 30/09/2019		Saldo al 30/09/2018	
	Número de Clientes	Monto MUS\$	Número de Clientes	Monto MUS\$
Documentos por cobrar protestados	735.685	88.314	339.814	66.092
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	9.211	39.760	10.395	40.853
<b>Total</b>	<b>744.896</b>	<b>128.074</b>	<b>350.209</b>	<b>106.945</b>

(\*) La cobranza judicial se encuentra incluida en la cartera morosa.

c) Provisiones y castigos.

Provisiones y Castigos	Saldo al	
	30/09/2019 MUS\$	31/12/2018 MUS\$
Provisión cartera no repactada	107.656	214.062
Provisión cartera repactada	29.555	28.119
Recuperos del período	207	(127.510)
<b>Total</b>	<b>137.418</b>	<b>114.671</b>

d) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	Saldo al			
	30/09/2019		31/12/2018	
	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\$
<b>Provisión deterioro y recuperos:</b>				
Número de operaciones	1.787.010	2.472.718	2.083.622	5.122.894
Monto de las operaciones	47.898	137.418	85.139	114.671

## 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	30/09/2019												
	Cartera al día MUS\$	Morosidad 1-30 días MUS\$	Morosidad 31-60 días MUS\$	Morosidad 61-90 días MUS\$	Morosidad 91-120 días MUS\$	Morosidad 121-150 días MUS\$	Morosidad 151-180 días MUS\$	Morosidad 181-210 días MUS\$	Morosidad 211-250 días MUS\$	Morosidad superior a 251 días MUS\$	Morosidad superior a 365 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Total No Corriente MUS\$
Cuentas comerciales por cobrar Generación transmisión	343.337	22.092	7.490	276	135	539	542	1.242	610	4.633	90.029	470.925	1.043
-Grandes Clientes	80.005	21.776	7.423	261	64	10	1	-	-	3.025	4	112.569	-
-Clientes Institucionales	135.643	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	215	135.858
-Otros	127.689	316	67	15	71	529	541	1.242	610	1.608	89.810	222.498	24
Provisión Deterioro	(7.004)	(61)	(173)	(258)	(64)	(10)	(1)	-	-	(3.025)	(59.428)	(70.024)	-
Servicios no facturados	191.914	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	191.914	-
Servicios facturados	151.423	22.092	7.490	276	135	539	542	1.242	610	4.633	90.029	279.011	1.043
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	1.339.338	298.504	128.078	56.712	49.211	44.028	36.525	56.064	36.638	94.088	624.187	2.763.373	130.315
-Clientes Masivos	768.370	219.873	96.393	38.836	36.685	28.235	24.608	38.109	24.133	59.476	439.643	1.774.361	44.515
-Grandes Clientes	398.834	55.629	16.058	9.241	6.831	4.946	5.174	11.803	4.958	16.180	115.851	645.505	14.908
-Clientes Institucionales	172.134	23.002	15.627	8.635	5.695	10.847	6.743	6.152	7.547	18.432	68.693	343.507	70.892
Provisión Deterioro	(8.458)	(2.334)	(7.508)	(6.636)	(8.173)	(10.599)	(7.901)	(38.760)	(21.228)	(55.029)	(462.951)	(629.577)	(22.129)
Servicios no facturados	619.358	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	619.358	-
Servicios facturados	719.980	298.504	128.078	56.712	49.211	44.028	36.525	56.064	36.638	94.088	624.187	2.144.015	130.315
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	1.682.675	320.596	135.568	56.988	49.346	44.567	37.067	57.306	37.248	98.721	714.216	3.234.298	131.358
Total Provisión Deterioro	(15.462)	(2.395)	(7.681)	(6.894)	(8.237)	(10.609)	(7.902)	(38.760)	(21.228)	(58.054)	(522.379)	(699.601)	(22.129)
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	1.667.213	318.201	127.887	50.094	41.109	33.958	29.165	18.546	16.020	40.667	191.837	2.534.697	109.229

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	31/12/2018												
	Cartera al dia	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	Total Corriente	Total No Corriente
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	301.319	24.816	10.407	3.145	9.996	33.373	11.385	3.559	2.096	25.624	133.193	558.913	57.636
-Grandes Clientes	70.039	24.111	8.111	177	398	44	73	393	929	3.023	-	107.298	-
-Clientes Institucionales	149.070	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	149.070	57.610
-Otros	82.210	705	2.296	2.968	9.598	33.329	11.312	3.166	1.167	22.601	133.193	302.545	26
Provisión Deterioro	(8.511)	-	-	-	-	-	-	(450)	(1)	(3.137)	(63.741)	(75.840)	-
Servicios no facturados	192.963	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	192.963	-
Servicios facturados	108.356	24.816	10.407	3.145	9.996	33.373	11.385	3.559	2.096	25.624	133.193	365.950	57.636
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	1.256.518	297.636	100.847	53.210	48.377	35.662	34.475	38.780	28.954	97.831	466.266	2.458.556	113.877
-Clientes Masivos	814.204	199.935	70.102	35.646	30.400	26.350	25.444	29.435	12.870	49.043	312.576	1.606.005	29.211
-Grandes Clientes	303.775	66.027	16.102	8.287	5.207	4.561	3.371	4.261	2.836	10.309	97.111	521.847	13.678
-Clientes Institucionales	138.539	31.674	14.643	9.277	12.770	4.751	5.660	5.084	13.248	38.479	56.579	330.704	70.988
Provisión Deterioro	(32.502)	(12.850)	(13.486)	(11.169)	(13.552)	(12.538)	(13.862)	(31.088)	(21.767)	(71.428)	(442.518)	(676.760)	-
Servicios no facturados	613.168	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	613.168	-
Servicios facturados	643.350	297.636	100.847	53.210	48.377	35.662	34.475	38.780	28.954	97.831	466.266	1.845.388	113.877
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	1.557.837	322.452	111.254	56.355	58.373	69.035	45.860	42.339	31.050	123.455	599.459	3.017.469	171.513
Total Provisión Deterioro	(41.013)	(12.850)	(13.486)	(11.169)	(13.552)	(12.538)	(13.862)	(31.088)	(21.768)	(74.565)	(506.259)	(752.600)	-
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	1.516.824	309.602	97.768	45.186	44.821	56.497	31.998	10.801	9.282	48.890	93.200	2.264.869	171.513

- Por tipo de cartera:

Tipos de Cartera	30/09/2019												
	Cartera al día MUS\$	Morosidad 1-30 días MUS\$	Morosidad 31-60 días MUS\$	Morosidad 61-90 días MUS\$	Morosidad 91-120 días MUS\$	Morosidad 121-150 días MUS\$	Morosidad 151-180 días MUS\$	Morosidad 181-210 días MUS\$	Morosidad 211-250 días MUS\$	Morosidad superior a 251 días MUS\$	Morosidad superior a 365 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Total No Corriente MUS\$
<b>GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN</b>													
<b>Cartera no repactada</b>	<b>280.436</b>	<b>22.092</b>	<b>7.490</b>	<b>276</b>	<b>135</b>	<b>539</b>	<b>542</b>	<b>1.242</b>	<b>610</b>	<b>94.614</b>	-	<b>407.976</b>	<b>1.043</b>
-Grandes Clientes	80.005	21.776	7.423	261	64	10	1	-	-	3.029	-	112.569	-
-Clientes Institucionales	84.625	-	-	-	-	-	-	-	-	215	-	84.840	1.019
-Otros	115.806	316	67	15	71	529	541	1.242	610	91.370	-	210.567	24
<b>Cartera repactada</b>	<b>62.901</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	48	-	<b>62.949</b>	-
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	51.018	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>51.018</b>	-
-Otros	11.883	-	-	-	-	-	-	-	-	48	-	11.931	-
<b>DISTRIBUCIÓN</b>													
<b>Cartera no repactada</b>	<b>1.266.734</b>	<b>281.495</b>	<b>117.586</b>	<b>47.912</b>	<b>41.588</b>	<b>36.975</b>	<b>30.128</b>	<b>49.521</b>	<b>30.678</b>	<b>649.445</b>	-	<b>2.552.062</b>	<b>69.311</b>
-Clientes Masivos	719.772	206.687	88.360	32.587	30.883	23.282	20.029	33.199	20.251	455.030	-	1.630.080	11.220
-Grandes Clientes	386.629	53.916	15.112	8.429	5.945	4.134	4.454	11.173	4.442	121.895	-	616.129	7.482
-Clientes Institucionales	160.333	20.892	14.114	6.896	4.760	9.559	5.645	5.149	5.985	72.520	-	305.853	50.609
<b>Cartera repactada</b>	<b>72.604</b>	<b>17.009</b>	<b>10.492</b>	<b>8.800</b>	<b>7.623</b>	<b>7.053</b>	<b>6.397</b>	<b>6.543</b>	<b>5.960</b>	<b>68.830</b>	-	<b>211.311</b>	<b>61.004</b>
-Clientes Masivos	48.599	13.185	8.033	6.248	5.801	4.954	4.579	4.909	3.883	44.089	-	144.280	26.942
-Grandes Clientes	12.204	1.714	946	812	887	812	720	630	515	10.136	-	29.376	7.426
-Clientes Institucionales	11.801	2.110	1.513	1.740	935	1.287	1.098	1.004	1.562	14.605	-	37.655	26.636
<b>Total cartera bruta</b>	<b>1.682.675</b>	<b>320.596</b>	<b>135.568</b>	<b>56.988</b>	<b>49.346</b>	<b>44.567</b>	<b>37.067</b>	<b>57.306</b>	<b>37.248</b>	<b>812.937</b>	-	<b>3.234.298</b>	<b>131.358</b>

Tipos de Cartera	31/12/2018												
	Cartera al dia MUS\$	Morosidad 1-30 días MUS\$	Morosidad 31-60 días MUS\$	Morosidad 61-90 días MUS\$	Morosidad 91-120 días MUS\$	Morosidad 121-150 días MUS\$	Morosidad 151-180 días MUS\$	Morosidad 181-210 días MUS\$	Morosidad 211-250 días MUS\$	Morosidad superior a 251 días MUS\$	Morosidad superior a 365 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Total No Corriente MUS\$
<b>GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN</b>													
<b>Cartera no repartida</b>	<b>301.319</b>	<b>24.816</b>	<b>10.407</b>	<b>3.145</b>	<b>9.996</b>	<b>33.373</b>	<b>11.385</b>	<b>3.559</b>	<b>2.096</b>	<b>158.817</b>	-	<b>558.913</b>	<b>57.636</b>
-Grandes Clientes	70.039	24.111	8.111	178	397	44	73	393	929	3.023	-	107.298	-
-Clientes Institucionales	149.072	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	149.072	57.610
-Otros	82.208	705	2.296	2.967	9.599	33.329	11.312	3.166	1.167	155.794	-	302.543	26
<b>Cartera repartida</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>DISTRIBUCIÓN</b>													
<b>Cartera no repartida</b>	<b>1.181.219</b>	<b>277.840</b>	<b>89.654</b>	<b>44.909</b>	<b>40.902</b>	<b>29.489</b>	<b>29.266</b>	<b>33.897</b>	<b>24.507</b>	<b>508.841</b>	-	<b>2.260.524</b>	<b>39.928</b>
-Clientes Masivos	762.509	185.042	61.919	29.969	25.283	22.141	21.982	26.152	10.117	331.232	-	1.476.346	13.080
-Grandes Clientes	291.925	63.756	15.124	7.678	4.579	4.100	2.924	3.838	2.429	98.340	-	494.693	6.716
-Clientes Institucionales	126.785	29.042	12.611	7.262	11.040	3.248	4.360	3.907	11.961	79.269	-	289.485	20.132
<b>Cartera repartida</b>	<b>75.299</b>	<b>19.796</b>	<b>11.193</b>	<b>8.301</b>	<b>7.475</b>	<b>6.173</b>	<b>5.209</b>	<b>4.883</b>	<b>4.447</b>	<b>55.256</b>	-	<b>198.032</b>	<b>73.949</b>
-Clientes Masivos	51.696	14.894	8.183	5.677	5.119	4.208	3.462	3.282	2.754	30.384	-	129.659	16.132
-Grandes Clientes	11.851	2.271	979	609	627	461	447	422	407	9.081	-	27.155	6.962
-Clientes Institucionales	11.752	2.631	2.031	2.015	1.729	1.504	1.300	1.179	1.286	15.791	-	41.218	50.855
<b>Total cartera bruta</b>	<b>1.557.837</b>	<b>322.452</b>	<b>111.254</b>	<b>56.355</b>	<b>58.373</b>	<b>69.035</b>	<b>45.860</b>	<b>42.339</b>	<b>31.050</b>	<b>722.914</b>	-	<b>3.017.469</b>	<b>171.513</b>

## 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						
	30/09/2019		31/12/2018		30/09/2019		31/12/2018		30/09/2019		31/12/2018		30/09/2019		31/12/2018		30/09/2019		31/12/2018				
	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$																					
BALANCE																							
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.119	16	2.371	18	2.119	16	2.371	18
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	145.839	8.134	146.658	8.102	56.949	12.969	57.805	9.113	128.171	-	194.943	11	545.086	5.765	606.356	8.090	876.045	26.868	1.005.762	25.316			
Total Activo Estimado	145.839	8.134	146.658	8.102	56.949	12.969	57.805	9.113	128.171	-	194.943	11	547.205	5.781	608.727	8.108	878.164	26.884	1.008.133	25.334			
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	689	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.055	708	11.614	123	8.744	708	11.614	123		
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	40.028	11.350	42.348	10.560	36.460	11.602	1.705	8.197	59.264	-	52.548	-	619.120	141.633	597.734	109.496	754.872	164.585	694.335	128.253			
Total Pasivo Estimado	40.717	11.350	42.348	10.560	36.460	11.602	1.705	8.197	59.264	-	52.548	-	627.175	142.341	609.348	109.819	763.616	165.293	705.949	128.376			

RESULTADO	COLOMBIA				PERU				ARGENTINA				BRASIL				TOTAL			
	30/09/2019		30/09/2018		30/09/2019		30/09/2018		30/09/2019		30/09/2018		30/09/2019		30/09/2018		30/09/2019		30/09/2018	
	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$																		
Ventas de Energía	155.771	8.688	172.628	12.911	57.848	12.295	55.519	11.393	137.819	-	157.528	17	584.493	6.279	656.910	8.591	935.931	27.262	1.042.585	32.912
Compras de Energía	43.490	12.123	54.191	16.775	37.036	11.786	32.755	9.887	59.264	-	46.676	-	674.010	152.100	835.033	23.595	813.800	176.009	968.655	50.257

### 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 30/09/2019				Saldo al 31/12/2018			
	Bienes MUS\$	Servicios MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$	Bienes MUS\$	Servicios MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$
	Hasta 30 días	19.684	431.872	937.081	1.388.637	155.973	434.459	1.026.490
Entre 31 y 60 días	34.571	313.092	157.379	505.042	52.423	182.756	143.397	378.576
Entre 61 y 90 días	3.666	12.999	4.206	20.871	13.428	32.421	26.195	72.044
Entre 91 y 120 días	3.347	15.950	4.894	24.191	4.111	6.679	10.815	21.605
Entre 121 y 365 días	7.582	1.777	84.527	93.886	469	5.715	82.893	89.077
Más de 365 días	-	9.250	171.514	180.764	4.606	11.889	205.251	221.746
<b>Total</b>	<b>68.850</b>	<b>784.940</b>	<b>1.359.601</b>	<b>2.213.391</b>	<b>231.010</b>	<b>673.919</b>	<b>1.495.041</b>	<b>2.399.970</b>

  

Proveedores con plazos vencidos	Saldo al 30/09/2019				Saldo al 31/12/2018			
	Bienes MUS\$	Servicios MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$	Bienes MUS\$	Servicios MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$
	Hasta 30 días	917	46.660	-	47.577	3.089	34.104	-
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Más de 365 días	-	285	-	285	-	433	148.585	149.018
<b>Total</b>	<b>917</b>	<b>46.945</b>	<b>-</b>	<b>47.862</b>	<b>3.089</b>	<b>34.537</b>	<b>148.585</b>	<b>186.211</b>

  

Detalle de Proveedores	Saldo al 30/09/2019				Saldo al 31/12/2018			
	Bienes MUS\$	Servicios MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$	Bienes MUS\$	Servicios MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$
	Proveedores por compra de energía	-	45.804	1.313.093	1.358.897		1.264.284	1.264.284
Proveedores por compra de combustibles y gas	-	-	29.360	29.360			19.296	19.296
Compra de Activos	54.255	-	17.148	71.403	124.523			124.523
Cuentas por pagar bienes y servicios	15.512	786.081	-	801.593	109.576	708.456	102.331	920.363
Cuentas por pagar con CAMMESA EDESUR	-	-	-	-			257.715	257.715
<b>Total</b>	<b>69.767</b>	<b>831.885</b>	<b>1.359.601</b>	<b>2.261.253</b>	<b>234.099</b>	<b>708.456</b>	<b>1.643.626</b>	<b>2.586.181</b>