



Empresa Regional de Servicio Público de
Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

(Con el Dictamen de los Auditores Independientes)



KPMG en Perú
Torre KPMG. Av. Javier Prado Este 444, Piso 27
San Isidro. Lima 27, Perú

Teléfono 51 (1) 611 3000
Internet www.kpmg.com/pe

DICTAMEN DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Al Accionista y Directores Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Hemos auditado los estados financieros adjuntos de Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. – ENSA (una empresa peruana, subsidiaria del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado - FONAFE), los cuales comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2019 y de 2018, y los estados de resultados integrales y otros resultados integrales, de cambios en el patrimonio neto y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, así como las políticas contables significativas y otras notas explicativas adjuntas de la 1 a la 35.

Responsabilidad de la Gerencia sobre los Estados Financieros

La Gerencia es responsable de la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board, y del control interno que la Gerencia determina que es necesario para permitir la preparación de estados financieros que estén libres de errores materiales, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros basada en nuestras auditorías. Nuestras auditorías fueron realizadas de acuerdo con las Normas Internacionales de Auditoría aprobadas para su aplicación en Perú por la Junta de Decanos de Colegios de Contadores Públicos del Perú. Tales normas requieren que cumplamos con requerimientos éticos y planifiquemos y realicemos la auditoría para tener una seguridad razonable de que los estados financieros están libres de errores materiales.

Una auditoría comprende la aplicación de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los importes y la información revelada en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de que existan errores materiales en los estados financieros, ya sea debido a fraude o error. Al realizar esta evaluación de riesgos, el auditor toma en consideración el control interno pertinente de la Empresa para la preparación y presentación razonable de los estados financieros a fin de diseñar procedimientos de auditoría de acuerdo con las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la Empresa. Una auditoría también comprende la evaluación de si los principios de contabilidad aplicados son apropiados y si las estimaciones contables realizadas por la Gerencia son razonables, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión.



Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros adjuntos presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. – ENSA al 31 de diciembre de 2019 y de 2018, su desempeño financiero y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board.

Lima, Perú

13 de marzo de 2020

Caipo y Asociados

Refrendado por:

Juan Carlos Mejía C. (Socio)
C.P.C. Matrícula N° 01-25635

**Empresa Regional de Servicio Público de
Electricidad del Norte S.A. - ENSA**

Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

Contenido	Página
Estado de Situación Financiera	1
Estado de Resultados y Otros Resultados Integrales	2
Estado de Cambios en el Patrimonio	3
Estado de Flujos de Efectivo	4
Notas a los Estados Financieros	5 - 69

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Estado de Situación Financiera

Al 31 de diciembre de 2019 y de 2018

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2019	2018
Activos			
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	8	76,678	83,388
Cuentas por cobrar comerciales	9	56,952	47,854
Otras cuentas por cobrar	10	13,321	11,547
Inventarios	11	10,032	11,484
Pagos anticipados		1,212	103
Total activos corrientes		158,195	154,376
Activos no corrientes			
Cuentas por cobrar comerciales	9	1,140	1,305
Propiedades, planta y equipo	12	648,470	637,286
Activos intangibles	13	1,849	1,800
Total activos no corrientes		651,459	640,391
Total activos		809,654	794,767

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2019	2018
Pasivos			
Pasivos corrientes			
Préstamos y obligaciones	14	34,854	31,659
Cuentas por pagar comerciales	15	36,047	35,011
Otras cuentas por pagar	16	48,427	38,727
Beneficios a los empleados	17	7,332	6,450
Ingresos diferidos	18	4,351	4,393
Provisiones	19	2,695	1,907
Total pasivos corrientes		133,706	118,147
Pasivos no corrientes			
Préstamos y obligaciones	14	82,948	95,294
Otras cuentas por pagar	16	102,105	94,774
Beneficios a los empleados	17	3,241	2,189
Ingresos diferidos	18	89,745	96,681
Pasivo por impuestos diferidos	20	5,101	5,690
Total pasivos no corrientes		283,140	294,628
Total pasivos		416,846	412,775
Patrimonio			
	21		
Capital		345,924	339,523
Capital adicional		2,454	2,454
Reserva legal		18,678	16,307
Resultados acumulados		25,752	23,708
Total patrimonio		392,808	381,992
Total pasivos y patrimonio		809,654	794,767

Las notas adjuntas de la página 5 a la 69 son parte integral de estos estados financieros.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Estado de Resultados y Otros Resultados Integrales

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2019 y de 2018

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2019	2018
Ingresos de actividades ordinarias	22	389,731	367,430
Costo del servicio de actividades ordinarias	23	(292,662)	(276,072)
Ganancia bruta		97,069	91,358
Otros ingresos	30	9,998	10,167
Gastos de administración	24	(20,803)	(24,402)
Gastos de venta	25	(36,397)	(35,160)
Recupero (pérdida) por deterioro de cuentas por cobrar	9	475	(1,924)
Resultado de actividades de operación		50,342	40,039
Ingresos financieros	28	5,223	4,950
Gastos financieros	29	(3,544)	(5,030)
Diferencia en cambio, neta	6.B.iii	58	172
Utilidad antes de impuestos		52,079	40,131
Gasto por impuesto a las ganancias	32.C	(16,431)	(12,228)
Resultado del período		35,648	27,903
Otros resultados integrales del período		-	-
Total resultados integrales del período		35,648	27,903

Las notas adjuntas de la página 5 a la 69 son parte integral de estos estados financieros.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Estado de Cambios en el Patrimonio

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2019 y de 2018

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	Número de acciones	Capital emitido	Capital adicional	Reserva legal	Resultados acumulados	Total
Saldos al 1 de enero de 2018		333,117,840	333,118	2,454	15,596	7,116	358,284
Ajuste en aplicación inicial de la NIIF 9, neto de impuestos		-	-	-	-	(2,780)	(2,780)
Saldo ajustado al 1 de enero de 2018		-	-	-	-	4,336	355,504
Resultados integrales del período							
Resultado del período		-	-	-	-	27,903	27,903
Total resultados integrales del período		-	-	-	-	27,903	27,903
Transacciones con los propietarios de la Empresa							
Capitalización de utilidades	21.A	6,405,111	6 405	-	-	(6,405)	-
Transferencia a reserva legal	21.C	-	-	-	711	(711)	-
Total transacciones con los propietarios de la Empresa		6,405,111	6 405	-	711	(7,116)	-
Ajustes		-	-	-	-	(1,415)	(1,415)
Saldos al 31 de diciembre de 2018		339,522,951	339,523	2,454	16,307	23,708	381,992
Ajustes en aplicación inicial de la CINIIF 23	5.B	-	-	-	-	(9,896)	(9,896)
Saldos ajustados al 1 de enero de 2019		339,522,951	339,523	2,454	16,307	13,812	372,096
Resultados integrales del período							
Resultado del período		-	-	-	-	35,648	35,648
Total resultados integrales del período		-	-	-	-	35,648	35,648
Transacciones con los propietarios de la Empresa							
Capitalización de utilidades	21.A	6,400,941	6,401	-	-	(6,401)	-
Dividendos en efectivo declarados	21.D	-	-	-	-	(14,936)	(14,936)
Transferencia a reserva legal	21.C	-	-	-	2,371	(2,371)	-
Total transacciones con los propietarios de la Empresa		6,400,941	6,401	-	2,371	(23,708)	(14,936)
Saldos al 31 de diciembre de 2019		345,923,892	345,924	2,454	18,678	25,752	392,808

Las notas adjuntas de la página 5 a la 69 son parte integral de estos estados financieros.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Estado de Flujos de Efectivo

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2019 y de 2018

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2019	2018
Flujo de efectivo por actividades de operación			
Cobranza a clientes		465,774	426,336
Otros cobros relativos a la actividad		17,844	15,106
Pago a proveedores		(351,392)	(333,792)
Pago de remuneraciones y beneficios sociales		(30,530)	(26,185)
Pago de otros tributos		(21,619)	(22,296)
Otros pagos relativos a la actividad		(9,069)	(2,512)
Flujos procedentes de actividades de operación		71,008	56,657
Intereses pagados		(3,545)	(5,030)
Saldo a favor (pago) de impuesto a las ganancias		(14,366)	(10,563)
Flujo neto generado por actividades de operación		53,097	41,064
Flujos de efectivo por actividades de inversión			
Adquisición de propiedades, planta y equipo		(34,025)	(28,119)
Adquisición de activos intangibles		(574)	(2,482)
Flujo neto usado en actividades de inversión		(34,599)	(30,601)
Flujos de efectivo por actividades de financiación			
Pago de préstamos recibidos por FONAFE	14	(8,486)	(14,182)
Préstamos bancarios recibidos	14	45,900	50,400
Pago de obligaciones financieras	14	(47,574)	(48,074)
Pago por arrendamientos	14	(112)	-
Ingresos por Subvenciones del Ministerio de Energía y Minas (MEM)		-	30,092
Pago dividendos	14	(14,936)	-
Devolución al MEM	14	-	(4,546)
Flujo neto (usado en) generado por de actividades de financiación		(25,208)	13,690
Aumento neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(6,710)	24,153
Efectivo y equivalentes al efectivo al 1 de enero		83,388	59,235
Efectivo y equivalentes al efectivo al 31 de diciembre		76,678	83,388
Transacciones que no representan flujos de efectivo			
Aporte de activos fijos del Ministerio de Energía y Minas (MEM)		-	-
Capitalización de intereses asociados con la construcción de propiedades, planta y equipo		2,770	2,992

Las notas adjuntas de la página 5 a la 69 son parte integral de estos estados financieros.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

1. Antecedentes, Actividad Económica y Principales Contratos

A. Antecedentes

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA (en adelante "la Empresa"), es una subsidiaria del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado - FONAFE, una entidad de propiedad del Estado Peruano, que posee el 99.994% de su capital social al 31 de diciembre de 2019 y de 2018. La Empresa fue autorizada a operar el 21 de diciembre de 1983, mediante Resolución Ministerial N° 321-83EM/DGE del Ministerio de Energía y Minas, y su constitución como empresa pública de derecho privado se formalizó mediante escritura pública del 28 de marzo de 1985.

El domicilio legal de la empresa, donde se encuentran sus oficinas administrativas, es calle San Martín N° 250, Chiclayo, Perú.

B. Actividad económica

La Empresa se dedica a la distribución y comercialización de energía eléctrica dentro del área de sus concesiones autorizadas comprendidas en las provincias de Lambayeque, Ferreñafe, Chiclayo, Santa Cruz, Hualgayoc, Chota y Cutervo en el departamento de Cajamarca. En adición y en menor medida, desarrolla actividades de generación eléctrica en localidades aisladas.

La actividad económica de la Empresa está regulada por la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844 del 6 de noviembre de 1992, su reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 009-93-EM y disposiciones ampliatorias y modificatorias de la Ley General de Sociedades.

Los principales requerimientos de cumplimiento obligatorio por la empresa, se resumen como sigue:

- Efectuar los estudios y/o la ejecución de las obras cumpliendo los plazos señalados en el cronograma correspondiente;
- Conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente, de acuerdo a lo previsto en el contrato de concesión, o de acuerdo a las normas que emita el Ministerio de Energía y Minas (MEM), según corresponda;
- Aplicar los precios regulados fijados por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), de conformidad con las disposiciones de la Ley de Concesiones Eléctricas;
- Presentar la información técnica y económica a los organismos normativos y reguladores en la forma y plazos fijados en el Reglamento;
- Cumplir con las disposiciones del Código Nacional de Electricidad y demás normas técnicas aplicables;
- Facilitar las inspecciones técnicas a sus instalaciones que dispongan los organismos normativos y reguladores;
- Contribuir al sostenimiento de los organismos normativos y reguladores mediante aportes fijados por la autoridad competente que, en conjunto, no podrán ser superiores al 1% de sus ventas anuales; y,
- Cumplir con las normas de conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación.

La Empresa también está obligada a: i) suministrar electricidad a quien lo solicite dentro de su zona de concesión o a aquellos que lleguen a dicha zona con sus propias líneas, en un plazo no mayor de un 1 año, y que tengan carácter de servicio público de electricidad; ii) tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía, por los siguientes veinticuatro 24 meses como mínimo; iii) garantizar la calidad del servicio que fije su contrato de Concesión y las normas aplicables; y, iv) permitir la utilización de todos sus sistemas y redes por parte de terceros para el transporte de electricidad, en las condiciones establecidas en la Ley y en el Reglamento, excepto cuando tenga por objeto el suministro de electricidad a usuarios regulados dentro o fuera de su zona de concesión.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

El incumplimiento de la obligación del literal (b) es causal de caducidad de la concesión definitiva de la Empresa.

En opinión de la Gerencia, la Empresa realiza su actividad económica cumpliendo con las regulaciones de la Ley, su reglamento y normas complementarias.

Asimismo, la zona de concesión comprende 4,311 km², para un ámbito geográfico de 24,060 km² y cuenta con una población aproximada de 1,168,000 habitantes. Al 31 de diciembre de 2019, la Empresa atiende un total de 391,178 usuarios (382,709 usuarios al 31 de diciembre de 2018).

La Empresa para fines de su gerenciamiento, conjuntamente con Electronoroeste S.A., Electrocentro S.A. e Hidrandina S.A. forma parte del Grupo Distriluz. El Grupo Distriluz es dirigido administrativamente en forma corporativa. Se encuentra ubicado en la Torre El Pilar – Piso 13; situado en la Avenida Camino Real N° 348, en el distrito de San Isidro, Lima, Perú.

C. Principales contratos

i. Contratos licitados de suministro de electricidad

Corresponde a 13 contratos firmados con 10 empresas de generación, en adelante los generadores, entre los años 2013 y 2014, producto de licitaciones realizadas al amparo de la Ley N° 28832 – Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, con el fin de asegurar el suministro de energía eléctrica de sus clientes libres y regulados. El plazo de estos contratos se inició en el año 2013 y tiene vigencia hasta el año 2022, y la potencia máxima contratada es de 140.5 MW hasta el mes de mayo 2015 y a partir de junio 2015 hasta su fecha de vencimiento es de 132.7 MW; esto debido a la Cesión de Posición Contractual que se realizó con Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronoroeste S.A. - ENOSA del contrato que se tenía suscrito con Statkraft Perú S.A.

Al 31 de diciembre de 2019, la máxima potencia contrata a cada generador se muestra a continuación:

MW	P.C. Fija	P.C. Variable	P.C. Total
Empresa de Electricidad del Perú S.A. - Electroperú S.A.	52,848	10,570	63,418
Orazul Energy Perú S.A.	15,518	3,104	18,622
Statkraft Perú S.A.	6,502	1,301	7,803
Termoselva S.R.L.	9,437	1,887	11,324
Fenix Power Perú S.A.	6,508	1,302	7,810
Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu -EGEMSA	4,194	839	5,033
SDF Energía S.A.C.	2,726	545	3,271
Empresa Eléctrica el Platanal S.A.	2,097	419	2,516
Engie Energía Perú S.A.	10,719	2,144	12,863
	110,549	22,111	132,660

Las condiciones contractuales con los proveedores de energía, se detallan a continuación:

- Los precios de energía y potencia resultan de un proceso de licitación y no están sujetos a fijación administrativa del regulador.
- Los contratos con plazos inferiores a 5 años no podrán cubrir requerimientos mayores al 25% de la demanda total de los usuarios regulados del distribuidor.
- Las licitaciones se pueden iniciar con una anticipación menor a 3 años por una cantidad no mayor al 10% de la demanda total de sus usuarios regulados, a fin de cubrir las desviaciones que se produzcan en sus proyecciones de demanda.
- Plazos de suministro de hasta 20 años y precios fijos, ninguno de los cuales podrá ser modificado por acuerdo de las partes, a lo largo de la vigencia del contrato, salvo autorización previa de OSINERGMIN.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

Adendas a los Contratos Licitados

A partir del año 2015, ocurrió un fenómeno de migración masiva de clientes regulados a clientes libres, originado principalmente por una señal de precios muy bajos en el mercado libre debido a la sobreoferta de generación y diversas distorsiones regulatorias introducidas por el Estado. De esta forma, la mayoría de las Empresas Distribuidoras (en adelante las Distribuidoras) que operan en nuestro país empezaron a perder clientes regulados, al punto que la demanda de potencia de este mercado empezó a ubicarse por debajo de la Potencia Contratada Fija negociado con los Generadores, obligando a las Distribuidoras a pagar volúmenes no consumidos sin que exista la posibilidad de trasladar dichos costos al mercado regulado.

Atendiendo a la gravedad de los perjuicios económicos que las Distribuidoras venían soportando a causa de su sobrecontratación de potencia, en el 2018 el Estado emitió el DS 022-2018-EM, el cual dispuso que desde el 6 de setiembre hasta el 31 de diciembre de 2018, las Distribuidoras y las Generadoras quedaban autorizadas a suscribir modificaciones al plazo de vigencia y/o potencia contratada y/o descuentos en los precios firmes pactados en los Contratos Licitados suscritos al amparo de la Ley N° 28832, con el propósito de resolver la aludida situación de sobrecontratación.

Con fecha 27 de diciembre de 2018, se publicó la Resolución Ministerial N° 509-2018-MEM/DM, donde se precisan los alcances del Decreto Supremo N° 022-2018-EM y modificatoria en el extremo referido a la Disposición Complementaria Transitoria Única. En dicha resolución se estableció que, para efectos de la aplicación del numeral 4 (Acuerdos entre las Distribuidoras y los Generadoras), deberá observarse en cada caso los siguientes criterios: i) que, el traslado de la potencia contratada haya sido ofrecida por las Distribuidoras en las mismas condiciones de todos los Generadores con los que tienen contratos derivados de las licitaciones realizadas en el marco de la Ley N° 28832, ii) que, en el caso que existan descuentos en los precios firmes, estos sean iguales para todos los Generadores; iii) que, las cláusulas de los acuerdos a suscribir contemplen los mismos términos.

En este sentido, el 31 de diciembre de 2018, la Empresa suscribió 9 Adendas de sus contratos licitados con 6 Generadores con el objeto de ampliar el plazo del suministro hasta el 31 de diciembre de 2032 y cantidad de potencia contratada aplicables al período ampliatorio, de modo que la Potencia Contratada Fija aplicable al nuevo período considere la potencia sobre contratada por la Empresa.

Acuerdo de Opción

Es un contrato privado en virtud del cual la Empresa otorga a cada Generador un Derecho de Opción, para modificar cada Contrato Licitado en los términos de su respectiva Adenda, que entró en vigencia el 31 de diciembre de 2018 y finalizará el 31 de diciembre de 2019 con renovación automática hasta el 31 de diciembre de 2022. En contraprestación por el Derecho otorgado, los Generadores pagaron a la Empresa una cuota (que incluye las 4 cuotas asociadas al período comprendido entre setiembre y diciembre 2018) y pagarán una contraprestación mensual para el período comprendido entre enero de 2019 y la fecha término de acuerdo.

Los Generadores podrán ejercer el Derecho en tanto se encuentre vigente el Acuerdo de Opción y siempre que estén al día en el pago de la contraprestación mensual. En el supuesto de ejercer el Derecho, los Generadores, pagaran una prima de ejercicio, cuyo importe se calculará de acuerdo a lo establecido en el Acuerdo de Opción

Los Generadores no tendrán derecho a reembolso alguno de las contraprestaciones pagadas, con independencia de que ejerza, o no, el Derecho durante la vigencia del Acuerdo.

Durante el año 2019, los Generadores pagaron un importe ascendente a miles de S/ 9,855 que corresponde al pago inicial y la contraprestación correspondiente a los meses de enero y noviembre 2019. Las cuentas por cobrar correspondientes a la contraprestación del mes de diciembre 2019 se encuentran registradas en otras cuentas por cobrar a partes relacionadas, por el importe de miles de S/ 1,065 (en miles de S/ 2,190 al 31 de diciembre de 2018, nota 31.C) y en otras cuentas por cobrar, por el importe de miles de S/ 1,936,(en miles de S/ 1,988 al 31 de diciembre del 2018, nota 10).

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

ii. Contratos adjudicados por Proinversión

A partir del mes de setiembre de 2015 entró en vigencia el contrato de suministro eléctrico con Empresa de Generación Eléctrica Cheves S.A. (ahora Statkraft) originado por la licitación de Proinversión, el cual suministra una potencia contratada de 14.9 MW hasta el año 2025.

Asimismo, a partir de enero de 2016, entró en vigencia el contrato de suministro eléctrico con Empresa de Electricidad del Perú S.A. - ELECTROPERÚ, el cual suministrará una potencia contratada a partir del 2017 de entre 6 y 27 MW hasta el año 2031.

Al 31 de diciembre de 2019, la máxima potencia contratada en los contratos adjudicados por Proinversión, se muestra en el cuadro adjunto:

MW	P.C. Fija	P.C. Total
StatKraft Perú S.A.	14,900	14,900
Empresa de Electricidad del Perú S.A. - Electroperú S.A.	20,000	20,000
	34,900	34,900

iii. Contratos bilaterales

Corresponde a contratos con las generadoras para cubrir la demanda de energía y potencia para el período 2019. Por el período, la máxima potencia contratada se muestra a continuación:

Generadora	P.C. Fija	P.C. Variable	P.C. Total
Engie Energía del Perú S.A. (Grupo Distriluz)	30	-	30
EEPSA (Grupo Distriluz)	16	-	16
Fénix Power (Grupo Distriluz)	40	-	40
Orazul (Corporativo: Enosa, Ensa, Hdna. y Elecsa)	30	-	30
Statkraft (Corporativo: Enosa, Ensa, Hdna. y Elecsa)	30	-	30
Enel (Cliente A&B)	1400	-	1400
Termochilca (Grupo Distriluz)	30	-	30
	1,576	-	1,576

iv. Contratos de administración

Desde el mes de noviembre de 1998, La Empresa mantiene un contrato de Administración con la Empresa de Ingeniería y Construcción de Sistemas Eléctricos S.A. – ADINELSA. Este contrato tiene como objeto el acuerdo de administración de la infraestructura eléctrica (compuesta por activos) y de aquellas obras eléctricas que se ejecuten por parte del Estado en el área de influencia de la Empresa. Esta administración comprende la operación y mantenimiento de la infraestructura entregada, así como la reposición de las instalaciones de distribución y transmisión secundaria, incluyendo además de la comercialización y actividades complementarias del servicio eléctrico en las áreas correspondientes.

Entre las principales responsabilidades asumidas por la Empresa están el servicio público de Electricidad, la comercialización, facturación y cobranza a los usuarios. Efectuar la administración del servicio comprendiendo la operación y mantenimiento de los bienes entregados para su administración, así como la comercialización de energía eléctrica y otros afines.

Por otro lado, ADINELSA cubrirá los costos y mantenimiento por los proyectos entregados en el Contrato de Acuerdo de Administración a las empresas del Grupo Distriluz, tanto de generación, transmisión secundaria así como distribución. Cubrirá las alcúotas destinadas a la reposición de las instalaciones de generación, transmisión y de distribución que se entreguen en administración.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

La Empresa podrá ejercer la opción de adquirir la propiedad de las instalaciones de transmisión y distribución en cualquier momento. El valor de venta será el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) descontando la depreciación lineal acumulada correspondiente para un período de vida útil de 30 años. El presente contrato entró en vigencia en la fecha de su suscripción y tendrá un plazo indefinido.

D. Aprobación de los estados financieros

Los estados financieros por el año terminado al 31 de diciembre de 2019 han sido aprobados por la Gerencia de la Empresa el 28 de marzo de 2020 y serán presentados para la aprobación del Directorio y los Accionistas en los plazos establecidos por Ley. Los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre de 2018 fueron aprobados por los accionistas de la Empresa el 28 de marzo de 2019.

2. Tarifas, Regulación Operativa y Normas Legales que Afectan a las Actividades del Sector Eléctrico

A. Tarifas

Las tarifas a usuarios finales del Servicio Público de Electricidad comprenden las Tarifas a Nivel de Generación y el Valor Agregado de Distribución. Las Tarifas a Nivel de Generación son calculadas como el promedio ponderado de los precios de todos los contratos de suministro de electricidad de las empresas generadoras a las empresas distribuidoras dentro del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), conformadas en su mayoría por los contratos resultantes de procesos de licitación y por contratos resultantes de negociación bilateral. El valor Agregado de Distribución se basa en una empresa modelo eficiente y considera: los costos asociados al usuario, las pérdidas estándares de distribución y los costos estándares de distribución.

Las tarifas buscan proporcionar una rentabilidad sobre las inversiones y cubrir los costos que se incurren para el desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución.

B. Regulación Operativa y Normas Legales que Afectan a las Actividades del Sector Eléctrico

i. Ley de Concesiones Eléctricas

En Perú, el sector eléctrico se rige principalmente por la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844, promulgado el 19 de noviembre de 1992; su reglamento, Decreto Supremo N° 009-93-EM, promulgado el 19 de febrero de 1993; y sus modificatorias y ampliatorias.

De acuerdo con dicha ley, el sector eléctrico peruano está dividido en tres grandes segmentos: generación, transmisión y distribución. El sistema eléctrico peruano está conformado por un sólo sistema eléctrico denominado Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), además de algunos sistemas aislados. La Empresa desarrolla sus operaciones dentro del segmento de generación de energía eléctrica perteneciente al SEIN y transmisión en redes de su propiedad. En el año 2006, la Ley de Concesiones Eléctricas fue complementada y modificada al promulgarse por la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas, la operación de las centrales de generación y de los sistemas de transmisión se sujetarán a las disposiciones del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, COES-SINAC, con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. El COES-SINAC regula los precios de las transferencias de potencia y de energía entre los generadores, 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.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

ii. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Mediante Ley N° 26734, promulgada el 27 de diciembre de 1996, se creó el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN (antes OSINERG), cuya finalidad es supervisar las actividades que desarrollan las empresas en los sub-sectores de electricidad e hidrocarburos, velar por la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario y fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por los concesionarios en los contratos de concesión; así como de las disposiciones legales y normas técnicas vigentes, incluyendo lo relativo a la protección y conservación del medio ambiente.

Como parte de la función normativa, OSINERGMIN tiene la facultad de dictar, dentro de su competencia, reglamentos y normas de carácter general aplicables a las entidades del sector y a los usuarios.

En aplicación del Decreto Supremo N° 001-2010-MINAM, promulgado el 20 de enero de 2010, OSINERGMIN ha transferido las funciones de supervisión, fiscalización y sanción ambiental en materia de hidrocarburos en general y electricidad al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental OEFA, creado por el Decreto Legislativo N° 1013 que aprueba la Ley de Creación, Organización y Funciones del Ministerio del Ambiente.

iii. Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

Mediante Decreto Supremo N° 020-97-EM, se aprobó la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos-NTCSE que establece los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos, incluyendo el alumbrado público y las obligaciones de las empresas del sector eléctrico y los clientes que operan en el marco de la Ley de Concesiones Eléctricas.

La NTCSE contempla procedimientos de medición, tolerancias y una aplicación por etapas, asignando la responsabilidad de su implementación y aplicación a OSINERGMIN, así como la aplicación, tanto a empresas eléctricas como a clientes, de penalidades y compensaciones en casos de incumplimiento de los parámetros establecidos por la norma.

Actualmente se encuentra en aplicación la tercera etapa de la NTCSE, cuyo plazo de aplicación según dicha norma es indefinido. A la fecha se estima que en caso de surgir alguna contingencia relacionada al incumplimiento de los parámetros establecidos por la NTCSE, ésta no sería importante en relación con los estados financieros tomados en su conjunto.

iv. Ley Antimonopolio y Antioligopolio en el Sector Eléctrico

El 18 de noviembre de 1997 se promulgó la Ley Antimonopolio y Antioligopolio en el Sector Eléctrico, Ley N° 26876, la cual establece que las concentraciones verticales iguales o mayores al 5% u horizontales iguales o mayores al 15%, que se produzcan en las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, se sujetarán a un procedimiento de autorización previo a fin de evitar concentraciones que afecten la libre competencia. Mediante Resolución N° 012-99/INDECOPI/CLC, se establecen condiciones en defensa de la libre competencia y transparencia en el sector que afectan a la Empresa.

v. Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento

La Ley N° 28749, fue publicada en el Diario Oficial El Peruano el 1 de junio de 2016. Esta Ley, su Reglamento D.S. N° 025-2007 y sus modificatorias tiene por objeto establecer el marco normativo para la promoción y el desarrollo eficiente y sostenible de la electrificación de zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país con la finalidad de contribuir al desarrollo socio – económico sostenible, mejorar la calidad de vida de la población, combatir la pobreza y desincentivar la migración del campo a la ciudad.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

Esta ley enfatiza los siguientes asuntos y consideraciones:

- Los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) son aquellos sistemas eléctricos de distribución desarrollados en zonas rurales, localidades aisladas, de frontera del país, y de preferente interés social, que se califiquen como tales por el Ministerio de Energía y Minas, de acuerdo al reglamento de la presente Ley.
- En el proceso de ampliación de la frontera eléctrica en las zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país, el Estado asumirá un rol subsidiario, a través de la ejecución de los Sistemas Eléctricos Rurales (SER), así como promocionará la participación privada, incluso desde las etapas de planeamiento y diseño de los proyectos.
- Los recursos serán destinados exclusivamente a la ejecución de proyectos, obras y subsidios a la tarifa local de los SER, de acuerdo a lo que señale el reglamento de la presente Ley, así como para promocionar la inversión privada. El financiamiento no cubrirá en ningún caso los costos de operación y mantenimiento.
- El Ministerio de Energía y Minas transferirá a título gratuito los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) que haya ejecutado o ejecute, preferentemente a las empresas concesionarias de distribución eléctrica de propiedad estatal y en su caso a la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. - ADINELSA. Se incluye a aquellas empresas que se encuentren en el proceso de promoción de la inversión privada, a efectos de que se encarguen de la administración, operación y mantenimiento de los SER.

Los criterios para entregar en concesión la administración y operación de los sistemas eléctricos rurales de propiedad de ADINELSA, así como los criterios aplicables en caso de transferencia de los mismos, serán establecidos por el reglamento de la presente Ley.

vi. Normas para la conservación del Medio Ambiente

El Estado diseña y aplica las políticas y normas necesarias para la adecuada conservación del medio ambiente y del patrimonio cultural de la nación, además de velar por el uso racional de los recursos naturales en el desarrollo de las actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y de las actividades de hidrocarburos. En tal sentido, el Ministerio de Energía y Minas ha aprobado el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas (Decreto Supremo N° 014-2019-EM) y el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos (Decreto Supremo N° 039-2014-EM).

3. Bases de Preparación de los Estados Financieros

A. Bases de contabilización

Los estados financieros de la Empresa han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante "NIIF"), emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB") vigentes al 31 de diciembre de 2019.

La nota 4 incluye detalle de las políticas contables de la Empresa.

Este es el primer conjunto de estados financieros anuales en lo que se ha aplicado la NIIF 16 *Arrendamientos* y la CNIIF 23 *La Incertidumbre frente a los Tratamientos del Impuesto a las Ganancias*. Los cambios en las políticas contables significativas se describen en la nota 5.

B. Responsabilidad de la información

La información contenida en estos estados financieros es responsabilidad del Gerencia de la Empresa, que manifiesta expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en las NIIF emitidos por el IASB.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

C. Bases de medición

Los estados financieros adjuntos han sido preparados con base en el costo histórico, a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Empresa, excepto por los pasivos por pensiones cuyos cálculos incluyen valores presentes.

D. Moneda funcional y de presentación

Las partidas que se incluyen en los estados financieros se miden en la moneda del ambiente económico primario donde opera la Empresa. Los estados financieros se presentan en Soles (S/), que es la moneda funcional y de presentación de la Empresa. Toda la información es presentada en miles de Soles y ha sido redondeada a la unidad más cercana, excepto cuando se indica de otra manera.

E. Usos de juicios y estimaciones

Al preparar estos estados financieros, la gerencia ha realizado juicios y estimaciones que afectan la aplicación de las políticas contables y los montos de activos, pasivos, ingresos y gastos informados. Los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones.

Las estimaciones y supuestos relevantes son revisados regularmente. Las revisiones de las estimaciones contables son reconocidas prospectivamente.

Juicios

La información sobre juicios realizados en la aplicación de políticas contable que tiene el efecto más importante sobre los importes reconocidos en los estados financieros se describe en las siguientes notas:

- Reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias: identificación de obligaciones de desempeño y determinación del reconocimiento de ingresos a lo largo del tiempo o en un momento determinado (nota 4.P).
- Plazo de arrendamiento: si la Empresa está razonablemente segura de ejercer opciones de extensión en los contratos de arrendamiento (notas 4.H y 5.A).
- Posición Fiscal incierta: estimación del impuesto corriente por pagar y el gasto por impuesto corriente en relación con una posición fiscal incierta (nota 5.B).

Supuestos e incertidumbres en las estimaciones

La información sobre supuestos e incertidumbres de estimación al 31 de diciembre de 2019 que tienen un riesgo significativo de resultar en un ajuste material a los importes en libros de activos y pasivos en el próximo año financiero se incluye en las siguientes notas:

- Reconocimiento de ingresos: estimación de los rendimientos esperados (nota 4.P).
- Reconocimiento y medición de provisiones y contingencias: supuestos claves relacionados con la probabilidad y magnitud de una salida de recursos económicos (notas 4.I y 4.J).
- Medición de la estimación para pérdidas crediticias esperadas por cuentas por cobrar: Supuestos claves para determinar la tasa de pérdida esperada (nota 4.E).
- Medición de la estimación por deterioro de inventarios (nota 4.C).
- Medición de la determinación de las vidas útiles y valores residuales de propiedad, planta y equipo (nota 4.F).
- Medición de obligaciones por beneficios definidos: supuestos actuariales claves (nota 4.K).

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

- Reconocimiento de activos por impuestos diferidos: disponibilidad de futuras utilidades imponibles contra las que pueden utilizarse las diferencias temporarias deducibles y las pérdidas compensadas obtenidas en períodos anteriores (nota 4.Q).
- Pruebas de deterioro del valor de activos no financieros: supuestos clave para el importe recuperable (nota 4.E).

i. Medición de los valores razonables

Algunas de las políticas y revelaciones contables de la Empresa requieren la medición de los valores razonables tanto de los activos y pasivos financieros como de los no financieros.

La Empresa cuenta con un marco de control establecido en relación con la medición de los valores razonables. Esto incluye un equipo de valorización que tiene la responsabilidad general por la supervisión de todas las mediciones significativas del valor razonable, incluyendo los valores razonables de Nivel 3, y que reporta directamente al Gerente de Administración y Finanzas.

El equipo de valorización revisa regularmente los datos de entrada no observables significativos y los ajustes de valorización. Si se usa información de terceros, como cotizaciones de corredores o servicios de fijación de precios, para medir los valores razonables, el equipo de valoración evalúa la evidencia obtenida de los terceros para respaldar la conclusión de que esas valorizaciones satisfacen los requerimientos de las NIIF, incluyendo en nivel dentro de la jerarquía del valor razonable dentro del que deberían clasificarse esas valorizaciones. Los asuntos de valoración significativos son informados al Directorio.

4. Políticas Contables Significativas

La Empresa ha aplicado consistentemente las siguientes políticas contables a todos los períodos presentados en estos estados financieros, excepto que se señale lo contrario.

A. Efectivo y equivalentes al efectivo

El efectivo y equivalentes al efectivo está conformado por los saldos de caja y cuentas corrientes mantenidas por la Empresa, teniendo en consideración que se considera equivalente de efectivo las inversiones altamente líquidas a corto plazo, fácilmente convertibles a una cantidad conocida de efectivo y con vencimientos originales menores a tres meses.

B. Instrumentos financieros

i. Reconocimiento y medición inicial

Los cuentas por cobrar se reconocen cuando estos se originan. Todos los otros activos financieros y pasivos financieros se reconocen inicialmente cuando la Empresa se hace parte de las disposiciones contractuales del instrumento.

Un activo financiero (a menos que sea una cuenta por cobrar sin un componente de financiación significativo) o pasivo financiero se mide inicialmente al valor razonable más, en el caso de una partida no medida al valor razonable con cambios en resultados, los costos de transacción directamente atribuibles a su adquisición o emisión. Una cuenta por cobrar comercial sin un componente de financiación significativo se mide inicialmente al precio de la transacción.

ii. Clasificación y medición posterior

▪ Activos financieros

En el reconocimiento inicial, un activo financiero se clasifica como medido a: costo amortizado, a valor razonable con cambios en otro resultado integral inversión en deuda, a valor razonable con cambios en otro resultado integral- inversión en patrimonio, o a valor razonable con cambios en resultados.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

Los activos financieros no se reclasifican después de su reconocimiento inicial, excepto si la Empresa cambia su modelo de negocio por uno para gestionar los activos financieros, en cuyo caso todos los activos financieros afectados son reclasificados el primer día del primer período sobre el que se informa posterior al cambio en el modelo de negocio.

Un activo financiero deberá medirse al costo amortizado si se cumplen las dos condiciones siguientes y no está designado para ser medido a valor razonable con cambios en resultados:

- El activo financiero se conserva dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es mantener los activos financieros para obtener flujos de efectivo contractuales; y
- Las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar, en fechas especificadas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses sobre el importe del principal pendiente.

En el reconocimiento inicial de una inversión de patrimonio que no es mantenida para negociación, la Empresa puede realizar una elección irrevocable en el momento del reconocimiento inicial de presentar los cambios posteriores en el valor razonable en otro resultado integral. Esta elección se hace individualmente para cada inversión.

Todos los activos financieros no clasificados como medidos al costo amortizado o al valor razonable con cambios en otro resultado integral como se describe anteriormente, son medidos al valor razonable con cambios en resultados. En el reconocimiento inicial, la Empresa puede designar irrevocablemente un activo financiero que de alguna otra manera cumpla con el requerimiento de estar medido al costo amortizado o al valor razonable con cambios en otro resultado integral como al valor razonable con cambios en resultados si haciéndolo elimina o reduce significativamente una incongruencia de medición o reconocimiento contable que surgiría en otro caso.

Evaluación del modelo de negocio

La Empresa realiza una evaluación del objetivo del modelo de negocio en el que se mantiene un activo financiero a nivel de cartera ya que este es el que mejor refleja la manera en que se gestiona el negocio y en que se entrega la información a la gerencia. La información considerada incluye:

- Las políticas y los objetivos señalados para la cartera y la operación de esas políticas en la práctica. Estas incluyen si la estrategia de la gerencia se enfoca en cobrar ingresos por intereses contractuales, mantener un perfil de rendimiento de interés concreto o coordinar la duración de los activos financieros con la de los pasivos que dichos activos están financiando o las salidas de efectivo esperadas o realizar flujos de efectivo mediante la venta de los activos;
- Cómo se evalúa el rendimiento de la cartera y cómo este se informa al personal clave de la gerencia de la Empresa;
- Los riesgos que afectan al rendimiento del modelo de negocio (y los activos financieros mantenidos en el modelo de negocio) y, en concreto, la forma en que se gestionan dichos riesgos;
- Cómo se retribuye a los gestores del negocio (por ejemplo, si la compensación se basa en el valor razonable de los activos gestionados o sobre los flujos de efectivo contractuales obtenidos); y
- La frecuencia, el valor y el calendario de las ventas en períodos anteriores, las razones de esas ventas y las expectativas sobre la actividad de ventas futuras.

Las transferencias de activos financieros a terceros en transacciones que no califican para la baja en cuentas no se consideran ventas para este propósito, de acuerdo con el reconocimiento continuo de la Empresa de los activos.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

Los activos financieros que son mantenidos para negociación o son gestionados y cuyo rendimiento es evaluado sobre una base de valor razonable son medidos al valor razonable con cambios en resultados.

Evaluación de si los flujos de efectivo contractuales son solo pagos del principal e intereses

Para propósitos de esta evaluación, el 'principal' se define como el valor razonable del activo financiero en el momento del reconocimiento inicial. El 'interés' se define como la contraprestación por el valor temporal del dinero por el riesgo crediticio asociado con el importe principal pendiente durante un período de tiempo concreto y por otros riesgos y costos de préstamo básicos (por ejemplo, el riesgo de liquidez y los costos administrativos), así como también un margen de utilidad.

Al evaluar si los flujos de efectivo contractuales son solo pagos del principal e intereses, la Empresa considera los términos contractuales del instrumento. Esto incluye evaluar si un activo financiero contiene una condición contractual que pudiera cambiar el calendario o importe de los flujos de efectivo contractuales de manera que no cumpliría esta condición. Al hacer esta evaluación, la Empresa considera:

- Hechos contingentes que cambiarían el importe o el calendario de los flujos de efectivo;
- Términos que podrían ajustar la razón del cupón contractual, incluyendo características de tasa variable;
- Características de pago anticipado y prórroga; y
- Términos que limitan el derecho de la Empresa a los flujos de efectivo procedentes de activos específicos (por ejemplo, características sin recurso).

Una característica de pago anticipado es consistente con el criterio de únicamente pago del principal e intereses si el importe del pago anticipado representa sustancialmente los importes no pagados del principal e intereses sobre el importe principal, que puede incluir compensaciones adicionales razonables para la cancelación anticipada del contrato. Adicionalmente, en el caso de un activo financiero adquirido con un descuento o prima de su importe nominal contractual, una característica que permite o requiere el pago anticipado de un importe que representa sustancialmente el importe nominal contractual más los intereses contractuales devengados (pero no pagados) (que también pueden incluir una compensación adicional razonable por término anticipado) se trata como consistente con este criterio si el valor razonable de la característica de pago anticipado es insignificante en el reconocimiento inicial.

Medición posterior y ganancias y pérdidas

Activos financieros al costo amortizado	Estos activos se miden posteriormente al costo amortizado usando el método del interés efectivo. El costo amortizado se reduce por las pérdidas por deterioro. El ingreso por intereses, las ganancias y pérdidas por conversión de moneda extranjera y el deterioro se reconocen en resultados. Cualquier ganancia o pérdida en la baja en cuentas se reconoce en resultados.
---	--

▪ **Pasivos financieros**

Clasificación, medición posterior y ganancias y pérdidas

Los pasivos financieros se clasifican como medidos al costo amortizado o al valor razonable con cambios en resultados. Un pasivo financiero se clasifica al valor razonable con cambios en resultados si está clasificado como mantenido para negociación, es un derivado o es designado como tal en el reconocimiento inicial. Los pasivos financieros al valor razonable con cambios en resultados se miden al valor razonable y las ganancias y pérdidas netas, incluyendo cualquier gasto por intereses, se reconocen en resultados. Los otros pasivos financieros se miden posteriormente al costo amortizado usando el método de interés efectivo. El ingreso por intereses y las ganancias y pérdidas por conversión de moneda extranjera se reconocen en resultados. Cualquier ganancia o pérdida en la baja en cuentas también se reconoce en resultados.

iii. Baja en cuentas

Activos financieros

La Empresa da de baja en cuentas un activo financiero cuando expiran los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero, o cuando transfiere los derechos a recibir los flujos de efectivo contractuales en una transacción en la que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios de la propiedad del activo financiero, o no transfiere ni retiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios relacionados con la propiedad y no retiene control sobre los activos transferidos.

La Empresa participa en transacciones en las que transfiere los activos reconocidos en su estado de situación financiera, pero retiene todos o sustancialmente todos los riesgos y ventajas de los activos transferidos. En esos casos, los activos transferidos no son dados de baja en cuentas.

Pasivos financieros

La Empresa da de baja en cuentas un pasivo financiero cuando sus obligaciones contractuales son pagadas o canceladas, o bien hayan expirado. La Empresa también da de baja en cuentas un pasivo financiero cuando se modifican sus condiciones y los flujos de efectivo del pasivo modificado son sustancialmente distintos. En este caso, se reconoce un nuevo pasivo financiero con base en las condiciones nuevas al valor razonable.

En el momento de la baja en cuentas de un pasivo financiero, la diferencia entre el importe en libros del pasivo financiero extinto y la contraprestación pagada (incluidos los activos que no son en efectivo transferidos o los pasivos asumidos) se reconoce en resultados.

iv. Compensación

Un activo y un pasivo financiero serán objeto de compensación, de manera que se presenten en el estado de situación financiera su importe neto, cuando y solo cuando, la Empresa tenga, en el momento actual. El derecho, exigible legalmente, de compensar los importes reconocidos y tenga la intención de liquidar por el importe neto o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

v. Valor razonable de los instrumentos financieros

El valor razonable es el precio que se recibiría por vender un activo o que se pagaría al transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes de un mercado a la fecha de medición.

El valor razonable de un activo o pasivo se mide utilizando los supuestos que los participantes en el mercado usarían al ponerle valor al activo o pasivo, asumiendo que los participantes en el mercado actúan en su mejor interés económico.

Todos los activos y pasivos por los cuales se determinan o revelan valores razonables en los estados financieros son clasificados dentro de la jerarquía de valor razonable, descrita a continuación, en base al nivel más bajo de los datos usados que sean significativos para la medición al valor razonable como un todo:

Nivel 1: Precios cotizados (no ajustados) en mercados activos para activos o pasivos idénticos a los que la entidad puede acceder en la fecha de la medición.

Nivel 2: Técnicas de valuación por las cuales el nivel más bajo de información que es significativo para la medición al valor razonable es directa o indirectamente observable.

Nivel 3: Técnicas de valuación por las cuales el nivel más bajo de información que es significativo para la medición al valor razonable no es observable.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

Para los activos y pasivos que son reconocidos al valor razonable en los estados financieros sobre una base recurrente, la Empresa determina si se han producido transferencias entre los diferentes niveles dentro de la jerarquía mediante la revisión de la categorización al final de cada período de reporte.

Asimismo, la Gerencia analiza los movimientos en los valores de los activos y pasivos que deben ser valorizados de acuerdo con las políticas contables de la Empresa.

Para propósitos de las revelaciones de valor razonable, la Empresa ha determinado las clases de activos y pasivos sobre la base de su naturaleza, características y riesgos y el nivel de la jerarquía de valor razonable tal como se explicó anteriormente.

C. Inventarios

Los inventarios están conformados por materiales, suministros y repuestos diversos en almacenes, los cuales se destinan al mantenimiento de las sub-estaciones de distribución e instalaciones eléctricas en general y se miden al costo o a su valor de reposición, el que resulte menor sobre la base del método promedio.

La Empresa constituye una estimación para deterioro de materiales con cargo a los resultados del período en los casos en que el valor de libros excede su valor recuperable, sobre la base de un análisis técnico efectuado por la Gerencia, que incluye la evaluación de las condiciones físicas del bien.

D. Gastos contratados por anticipado

Los criterios adoptados para el registro de estas partidas son:

- Los seguros se registran por el valor de la prima pagada para la cobertura de los diferentes activos y se amortizan siguiendo el método de línea recta durante la vigencia de las pólizas.
- Los pagos adelantados por otros servicios se registran como un activo y se reconocen como gasto cuando el servicio es devengado.

E. Deterioro de valor

i. Activos financieros no derivados

Instrumentos financieros y activos del contrato

La Empresa reconoce correcciones de valor para pérdidas crediticias esperadas por:

- Los activos financieros medidos al costo amortizado.

La Empresa mide las correcciones de valor por un importe igual a las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida del activo, excepto por lo siguiente, que se mide al importe de las pérdidas crediticias esperadas de doce meses:

- Instrumentos de deuda que se determina que tienen un riesgo crediticio bajo a la fecha de presentación; y
- Otros instrumentos de deuda y saldos bancarios para los que el riesgo crediticio (es decir, el riesgo de que ocurra incumplimiento durante la vida esperada del instrumento financiero) no ha aumentado significativamente desde el reconocimiento inicial.

Las estimaciones de pérdida de valor por cuentas por cobrar comerciales y activos del contrato de haber alguno, siempre se miden por un importe igual al de las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

Al determinar si el riesgo crediticio de un activo financiero ha aumentado significativamente desde el reconocimiento inicial al estimar las pérdidas crediticias esperadas, la Empresa considera la información razonable y sustentable que sea relevante y esté disponible sin costos o esfuerzos indebidos. Esta incluye información y análisis cuantitativos y cualitativos, basada en la experiencia histórica de la Empresa y una evaluación crediticia informada incluida aquella referida al futuro.

La Empresa asume que el riesgo crediticio de un activo financiero ha aumentado significativamente si tiene una mora de más de 60 días.

La Empresa considera que un activo financiero está en incumplimiento cuando:

- No es probable que el prestatario pague sus obligaciones crediticias por completo a la Empresa, sin recurso por parte de la Empresa a acciones como el corte del servicio de energía; o
- El activo financiero tiene una mora de 60 días o más.

Las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida son las pérdidas crediticias que resultan de todos los posibles sucesos de incumplimiento durante la vida esperada de un instrumento financiero.

Las pérdidas crediticias esperadas incluyen la parte de las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida del activo que proceden de sucesos de incumplimiento sobre un instrumento financiero que están posiblemente dentro de los doce meses después de la fecha de presentación (o un período inferior si el instrumento tiene una vida de menos de doce meses).

El período máximo considerado al estimar las pérdidas crediticias esperadas es el período contractual máximo durante el que la Empresa está expuesto al riesgo de crédito.

Medición de las pérdidas crediticias esperadas

Las pérdidas crediticias esperadas son el promedio ponderado por probabilidad de las pérdidas crediticias. Las pérdidas crediticias se miden como el valor presente de las insuficiencias de efectivo, es decir, la diferencia entre el flujo de efectivo adeudado a la entidad de acuerdo con el contrato y los flujos de efectivo que la Empresa espera recibir.

Las pérdidas crediticias esperadas han sido calculadas por cartera total de clientes comerciales mantenidos por la Empresa en base a información histórica.

Activos financieros con deterioro crediticio

En cada fecha de reporte la Empresa evalúa si los activos financieros registrados al costo amortizado tienen deterioro crediticio. Un activo financiero tiene 'deterioro crediticio' cuando han ocurrido uno o más sucesos que tienen un impacto perjudicial sobre los flujos de efectivo futuros estimados del activo financiero.

Evidencia de que un activo financiero tiene deterioro crediticio incluye los siguientes datos observables:

- Dificultades financieras significativas del emisor o del prestatario;
- Una infracción del contrato, tal como un incumplimiento o un suceso de mora de más de 60 días;
- La reestructuración de un préstamo o adelanto por parte de la Empresa en términos que este no consideraría de otra manera;
- Se está convirtiendo en probable que el prestatario entre en quiebra o en otra forma de reorganización financiera; o
- La desaparición de un mercado activo para el activo financiero en cuestión, debido a dificultades financieras.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

Las correcciones de valor para los activos financieros medidos al costo amortizado se deducen del importe en libros bruto de los activos.

Castigo

El importe en libros bruto de un activo financiero se castiga cuando la Empresa no tiene expectativas razonables de recuperar un activo financiero en su totalidad o una porción del mismo.

ii. Deterioro de activos no financieros

En cada fecha de presentación, la Empresa revisa los importes en libros de sus activos no financieros para determinar si existe algún indicio de deterioro. Si existen tales indicios, entonces se estima el importe recuperable del activo. La plusvalía se prueba por deterioro cada año.

Para propósitos de evaluación del deterioro, los activos son agrupados en el grupo de activos más pequeño que genera entradas de efectivo a partir de su uso continuo que son, en buena medida, independientes de las entradas de efectivo derivados de otros activos o unidades generadoras de efectivo. La plusvalía surgida en una combinación de negocios es distribuida a las UGE o grupos de UGE que se espera se beneficien de las sinergias de la combinación.

El importe recuperable de un activo o unidad generadora de efectivo es el mayor valor entre su valor en uso y su valor razonable, menos los costos de venta. El valor en uso se basa en los flujos de efectivo futuros estimados a su valor presente usando una tasa de descuento antes de impuestos que refleja las evaluaciones actuales del mercado sobre el valor temporal del dinero y los riesgos específicos que puede tener en el activo o la unidad generadora de efectivo.

Se reconoce una pérdida por deterioro si el importe en libros de un activo o UGE excede su importe recuperable.

Las pérdidas por deterioro se reconocen en resultados. Estas pérdidas se distribuyen en primer lugar, para reducir el importe en libros de cualquier plusvalía distribuida a la unidad generadora de efectivo y a continuación, para reducir el importe en libros de los demás activos de la unidad, sobre una base de prorrateo.

Una pérdida por deterioro del valor reconocida en la plusvalía no se revertirá. Para los otros activos, una pérdida por deterioro se revierte solo mientras el importe en libros del activo no exceda al importe en libros que podría haberse obtenido, neto de amortización o depreciación, si no se hubiese reconocido una pérdida por deterioro del valor para dicho activo.

F. Propiedades, planta y equipo

i. Reconocimiento y medición

Los elementos de propiedades, planta y equipo son medidos al costo, que incluye los costos por préstamos capitalizados, menos la depreciación acumulada y las pérdidas por deterioro acumuladas. El costo de ciertos elementos de propiedades, planta y equipo al 1 de enero de 2012, fecha de transición de la Empresa a las NIIF, fue determinado con referencia a su valor razonable a esa fecha.

Si partes significativas de un elemento de propiedades, planta y equipo tienen una vida útil distinta, se contabilizan como elementos separados (componentes significativos) de propiedades, planta y equipo.

Cualquier ganancia o pérdida procedente de la disposición de un elemento de propiedades, planta y equipo se reconoce en resultados.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

Las obras en curso incluyen los desembolsos para la construcción de activos, los costos de financiamiento, y los otros gastos directos atribuibles a dichas obras, devengados durante la etapa de construcción. Las obras en curso se capitalizan cuando se completan y su depreciación se calcula desde el momento en que están en condiciones para su uso.

Los criterios para capitalizar los costos financieros y los otros gastos directos son:

- Para capitalizar los costos financieros, la Empresa identifica los pasivos relacionados con las obras y determina la proporción de los intereses que deben capitalizarse, en función a la inversión promedio que se mantiene cada mes como obras en curso.
- Para capitalizar los gastos directos de personal, la Empresa identifica cada una de las áreas dedicadas al 100% a la planificación, ejecución y gestión de obras y determina porcentajes de tiempo de áreas con dedicación parcial, esto aplicado a los costos de beneficios a los empleados de dichas áreas.

Las obras de electrificación que recibe del Ministerio de Energía y Mina (MEM) en calidad de transferencia, son consideradas como propiedades, planta y equipo a su valor de tasación, con abono al pasivo diferido que devengará durante el mismo plazo de la vida útil asignado a dichos activos. Por otro lado y en conexión con la normatividad de electrificación, la Empresa recibe subsidios del MEM para la ejecución de obras. La porción subsidiada es acreditada en el rubro "Ingresos diferidos" del estado de situación financiera, para su posterior reconocimiento como ingreso. Su valor de registro en el activo es del valor monetario desembolsado más el subsidio recibido.

ii. Desembolso posteriores

Los desembolsos posteriores se capitalizan solo si es probable que la Empresa reciba los beneficios económicos futuros asociados con los costos.

iii. Depreciación

La depreciación se calcula siguiendo el método de línea recta a tasas que estiman suficientes para absorber el costo al término de la vida útil de los bienes, tasas que han sido validadas por la Gerencia Técnica de la Empresa basado en informes específicos que permite conocer el impacto del uso estimado de los activos eléctricos y regula la intensidad del uso de las instalaciones, de acuerdo a la demanda de energía por cada sector típico.

Las siguientes vidas útiles para el período actual y comparativo son utilizadas para calcular la depreciación:

	Años
Edificios y otras construcciones	Entre 32 y 80
Maquinaria y equipo	Entre 10 y 40
Unidades de transporte	8
Muebles y enseres	16
Equipos diversos	Entre 10 y 30

El valor residual, la vida útil y los métodos de depreciación son revisados y ajustados en caso sea apropiado, al final de cada año.

Debido a las características particulares de los activos mantenidos por la Empresa (difícil de ser reutilizables y vendibles al final de su vida útil), la Gerencia, conjuntamente con su área técnica, han determinado que el valor residual de los mismos no es significativo, por lo que se considera que es cero.

G. Activos intangibles

i. Reconocimiento y medición

Los activos intangibles tienen una vida útil finita son valorizados al costo menos la amortización acumulada y las pérdidas acumuladas por deterioro.

ii. Desembolsos posteriores

Los desembolsos posteriores son capitalizados solo cuando aumentan los beneficios económicos futuros incorporados en el activo específico relacionado con dichos desembolsos. Todos los otros desembolsos, incluyendo los desembolsos para generar internamente plusvalías y marcas, son reconocidos en resultados cuando se incurren.

iii. Amortización

La amortización se reconoce como gasto y se determina siguiendo el método de línea recta con base en la vida útil estimada de los activos que ha sido estimada de 4 a 10 años.

La estimación sobre la vida útil se revisa periódicamente para asegurar que el período de amortización sea consistente con el patrón previsto de beneficios económicos de dichos activos.

H. Arrendamientos

La Empresa ha aplicado la NIIF 16 utilizando el enfoque retrospectivo modificado y, por lo tanto, la información comparativa no se ha reexpresado y se sigue informando según la NIC 17 y la CINIIF 4.

Los detalles de las políticas contables según la NIC 17 y la CINIIF 4 se revelan por separado.

▪ Política contable aplicable a partir del 1 de enero de 2019

Al inicio de un contrato, la Empresa evalúa si un contrato es, o contiene, un arrendamiento. Un contrato es, o contiene, un arrendamiento si el contrato transmite el derecho de controlar el uso de un activo identificado por un período de tiempo a cambio de una contraprestación. Para evaluar si un contrato transmite el derecho de controlar el uso de un activo identificado, la Empresa utiliza la definición de arrendamiento en la NIIF 16.

i. Como arrendatario

La Empresa reconoce un activo por derecho de uso y un pasivo por derecho de uso en la fecha de comienzo del arrendamiento (es decir, la fecha en que el activo subyacente está disponible para su uso). La Empresa asigna la contraprestación del contrato a cada componente de arrendamiento y no arrendamiento identificado sobre la base de sus precios independientes relativos. Sin embargo, la Empresa no ha identificado componentes de no arrendamientos o más de un componente de arrendamiento en un contrato, por lo cual, la contraprestación se asigna solo a un componente de arrendamiento identificado.

Activos por derecho de uso

El activo por derecho de uso se mide inicialmente al costo, que comprende el monto inicial del pasivo por derecho de uso ajustado por cualquier pago de arrendamiento realizado en o antes del comienzo fecha, más los costos directos iniciales incurridos y una estimación de los costos para dismantelar y retirar el activo subyacente o para restaurar lugar en el que se encuentra, menos los incentivos de arrendamiento recibidos.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

El activo por derecho de uso se deprecia posteriormente utilizando el método de línea recta desde la fecha de comienzo hasta el final del plazo del arrendamiento. Además, el activo por derecho de uso se reduce periódicamente por pérdidas por deterioro (nota 4.E), si corresponde, y se ajusta para ciertas nuevas mediciones del pasivo por derecho de uso. La vida útil estimada de los activos es de la siguiente manera:

Equipos de cómputo 4 años

Si la Empresa está razonablemente segura de ejercer una opción de compra, el activo por derecho de uso se deprecia a lo largo de la vida útil del activo subyacente.

Pasivo por derecho de uso

El pasivo por derecho de uso se mide inicialmente al valor presente de los pagos de arrendamiento pendientes en la fecha de inicio, descontados utilizando la tasa de interés implícita en el arrendamiento o, si esa tasa no puede determinarse fácilmente, la tasa de endeudamiento incremental de la Empresa. Generalmente, la Empresa usa su tasa de interés incremental como tasa de descuento, que es la tasa que el arrendatario tendría que pagar para pedir prestados los fondos necesarios para obtener un activo de valor similar al activo por derecho de uso en un entorno económico similar con términos, seguridad y condiciones similares.

Para determinar la tasa de interés incremental, la Empresa:

- Siempre que sea posible, utiliza el financiamiento externo reciente recibido por el arrendatario como punto de partida, ajustado para reflejar los cambios en las condiciones de financiamiento desde que se recibió el financiamiento externo.
- Utiliza un enfoque de acumulación que comienza con una tasa de interés libre de riesgo ajustada por riesgo de crédito para arrendamientos mantenidos que no cuenta con financiamiento reciente de terceros, y
- Realiza ajustes específicos para el arrendamiento, por ejemplo, plazo, país, moneda y seguridad.

Los pagos de arrendamiento incluidos en la medición del pasivo de arrendamiento comprenden lo siguiente:

- Pagos fijos, incluidos los pagos fijos en sustancia;
- Pagos de arrendamiento variables que dependen de un índice o una tasa. Los pagos de arrendamiento variables que no dependen de un índice o una tasa se reconocen como gastos (a menos que se incurra para producir inventarios) en el período en el que ocurre el evento o condición que desencadena el pago,
- Importes que se espera pagar bajo una garantía de valor residual; y
- El precio de ejercicio bajo una opción de compra que la Empresa está razonablemente segura de ejercer,
- Los pagos de arrendamiento en un período de renovación opcional si la Empresa está razonablemente segura de ejercer una opción de ampliación y las penalidades por la terminación anticipada de un arrendamiento a menos que la Empresa esté razonablemente segura de que no anticipará el término del arrendamiento.

El pasivo por derecho de uso se mide al valor presente utilizando el método de interés efectivo. Después de la fecha de comienzo, el monto de los pasivos por derecho de uso se incrementa para reflejar la acumulación de intereses y se reduce por los pagos de arrendamiento realizados. El pasivo por derecho de uso se vuelve a medir cuando hay un cambio en los pagos futuros de arrendamiento que surgen de un cambio en un índice o tasa, si hay un cambio en la estimación de la Empresa del monto que se espera pagar bajo una garantía de valor residual, o si la Empresa cambia su evaluación de si ejercerá una opción de compra, ampliación o terminación.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

Los pagos de arrendamiento se asignan entre el capital y el costo financiero. El costo financiero se carga a resultados durante el período de arrendamiento para producir una tasa de interés periódica constante sobre el saldo restante del pasivo para cada período.

Cuando el pasivo por derecho de uso se vuelve a medir de esta manera, se realiza un ajuste correspondiente al importe en libros del activo por derecho de uso, o se registra en resultados si el importe en libros del activo por derecho de uso se ha reducido a cero.

Arrendamientos a corto plazo y arrendamientos de activos de bajo valor

La Empresa ha decidido no reconocer los activos por derecho de uso y los pasivos por derecho de uso para arrendamientos que tienen un plazo de 12 meses o menos y arrendamientos de activos de bajo valor. La Empresa reconoce los pagos de arrendamiento asociados con estos arrendamientos como un gasto en línea recta durante el plazo del arrendamiento.

Opciones de ampliación y terminación

Las opciones de ampliación y terminación se incluyen en una serie de arrendamientos. Estos se utilizan para maximizar la flexibilidad operativa en términos de gestión de los activos utilizados en las operaciones de la Empresa. La mayoría de las opciones de ampliación y terminación mantenidas son ejercitables solo por la Empresa y no por el arrendador respectivo.

Juicios críticos para determinar el plazo de arrendamiento

Al determinar el plazo del arrendamiento, la gerencia considera todos los hechos y circunstancias que crean un incentivo económico para ejercer una opción de ampliación, o no ejercer una opción de terminación. Las opciones de ampliación (o los períodos posteriores a las opciones de terminación) solo se incluyen en el plazo del arrendamiento si el arrendamiento es razonablemente seguro de ser ampliado (o no terminado).

Para los arrendamientos de inmuebles, los siguientes factores son normalmente los más relevantes:

- Si existen sanciones significativas para terminar (o no ampliar), la Empresa generalmente tiene una certeza razonable de ampliar (o no terminar).
- Si se espera que cualquier mejora de arrendamiento tenga un valor remanente significativo, la Empresa generalmente está razonablemente segura de ampliar (o no terminar).
- De lo contrario, la Empresa considera otros factores que incluyen la duración histórica del arrendamiento y los costos y la interrupción del negocio necesarios para reemplazar el activo arrendado.

El plazo del arrendamiento se vuelve a evaluar si una opción se ejerce realmente (o no se ejerce) o la Empresa se ve obligada a ejercerla (o no ejercerla). La evaluación de certeza razonable solo se revisa si ocurre un evento o cambio significativo en las circunstancias, lo que afecta esta evaluación y que está bajo el control del arrendatario.

ii. Como arrendador

Al inicio o al momento de la modificación de un contrato que contiene un componente de arrendamiento, la Empresa distribuye la contraprestación en el contrato a cada componente de arrendamiento sobre la base de sus precios relativos independientes.

Cuando la Empresa actúa como arrendador, determina al comienzo del arrendamiento si cada arrendamiento es un arrendamiento financiero o uno operativo.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

Para clasificar cada arrendamiento, la Empresa realiza una evaluación general de si el arrendamiento transfiere o no sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo subyacente. Si este es el caso, el arrendamiento es un arrendamiento financiero; si no es así, es un arrendamiento operativo. Como parte de esta evaluación, la Empresa considera ciertos indicadores como por ejemplo si el arrendamiento cubre la mayor parte de la vida económica del activo.

Cuando la Empresa es un arrendador intermedio, contabiliza separadamente su participación en el arrendamiento principal y el subarrendamiento. Evalúa la clasificación de arrendamiento de un subarrendamiento por referencia al activo por derecho de uso que surge del arrendamiento principal, y no por referencia al activo subyacente. Si el arrendamiento principal es un arrendamiento a corto plazo al que la Empresa aplica la exención descrita anteriormente, clasifica el subarrendamiento como un arrendamiento operativo.

Si un acuerdo contiene componentes de arrendamiento y que no son de arrendamiento, la Empresa aplica la NIIF 15 para distribuir la contraprestación en el contrato.

Las políticas contables aplicables a la Empresa como arrendador en el período comparativo no difirieron de la NIIF 16.

▪ **Política contable aplicable antes del 1 de enero de 2019**

Para los contratos realizados antes del 1 de enero de 2019, la Empresa determinó si el acuerdo era o contenía un arrendamiento con base en la evaluación de si: – el cumplimiento del acuerdo dependía del uso de un activo o activos específicos; y – el acuerdo había conllevado un derecho para usar el activo. Un acuerdo conllevaba el derecho de usar el activo si se cumplía una de las siguientes condiciones:

- El comprador tenía la capacidad o el derecho de operar el activo obteniendo o controlando una cantidad más que insignificante del producto;
- El comprador tenía la capacidad o el derecho de controlar el acceso físico al activo obteniendo o controlando una cantidad más que insignificante del producto; o
- Los hechos y circunstancias indicaban que era una posibilidad remota que otras partes obtuvieran una cantidad más que insignificante del producto, y el precio por unidad no era fijo por unidad de producto ni tampoco era igual al precio de mercado actual por unidad de producto.

i. Como arrendatario

En el período comparativo, en su calidad de arrendatario la Empresa clasificó como arrendamientos financieros los arrendamientos que transferían sustancialmente todos los riesgos y ventajas relacionados con la propiedad. Cuando este era el caso, los activos arrendados se medían inicialmente a un importe igual al menor valor entre el valor razonable y el valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento. Los pagos mínimos por arrendamiento eran los pagos que el arrendatario debía realizar durante el plazo del arrendamiento, excluyendo cualquier renta contingente. Con posterioridad al reconocimiento inicial, los activos se contabilizaban de acuerdo con la política contable aplicable al activo correspondiente. Los activos mantenidos bajo otros arrendamientos se clasificaban como arrendamientos operativos y no se reconocían en el estado de situación financiera de la Empresa. Los pagos realizados bajo arrendamientos operativos se reconocían en resultados en forma lineal durante el plazo del arrendamiento. Los incentivos por arrendamiento recibidos eran reconocidos como parte integral del gasto total por arrendamiento durante el plazo de este.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

ii. Como arrendador

Cuando la Empresa actuaba como arrendador, determinaba al comienzo del arrendamiento si cada arrendamiento era un arrendamiento financiero o uno operativo. Para clasificar cada arrendamiento, la Empresa realizaba una evaluación general de si el arrendamiento transfería o no sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo subyacente. Si este era el caso, el arrendamiento era un arrendamiento financiero; si no era así, era un arrendamiento operativo. Como parte de esta evaluación, la Empresa consideraba ciertos indicadores como por ejemplo si el arrendamiento cubría la mayor parte de la vida económica del activo.

I. Provisiones

Las provisiones para contratos onerosos, litigios y otras contingencias se reconocen cuando:

- La Empresa tiene una obligación presente, ya sea legal o implícita, como resultado de sucesos pasados.
- Es probable que vaya a ser necesaria una salida de recursos para liquidar la obligación.
- El importe se ha estimado de forma fiable.

Las obligaciones existentes a la fecha de reporte surgidas como consecuencia de sucesos pasados cuyo importe y momento de cancelación son indeterminadas, se reconocen en el estado de situación financiera como provisión por el valor actual del importe más probable que se estima que la Empresa tendrá que desembolsar para cancelar la obligación.

Las provisiones se cuantifican teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la formulación.

J. Pasivos y activos contingentes

Los pasivos contingentes son registrados en los estados financieros cuando se considera que es probable que se confirmen en el tiempo y puedan ser razonablemente cuantificados; en caso contrario, solo se revela la contingencia en notas a los estados financieros.

Los activos contingentes no son reconocidos, pero son divulgados cuando es probable que se produzca un ingreso de beneficios económicos hacia la Empresa.

K. Beneficios a los empleados

i. Beneficios a corto plazo

Los beneficios a los empleados a corto plazo son reconocidos como gasto cuando se presta el servicio relacionado. Se reconoce una obligación por el monto que se espera pagar si la Empresa posee una obligación legal o implícita actual de pagar este monto como resultado de un servicio entregado por el empleado en el pasado y la obligación puede ser estimada con fiabilidad. En el caso de la Empresa, bajo esta clasificación se encuentran las remuneraciones, vacaciones por pagar, gratificaciones por pagar, compensación por tiempo de servicios y otros beneficios:

- Las remuneraciones por pagar constituyen el pago efectuado por la Empresa por el servicio laboral realizado.
- Las vacaciones anuales del personal y otras ausencias remuneradas se reconocen sobre la base del devengado.
- Las gratificaciones por pagar corresponden a dos sueldos adicionales al año. La Empresa determina el gasto por gratificaciones y su correspondiente pasivo sobre las bases de las disposiciones legales vigentes en Perú. Las gratificaciones se pagan en julio y diciembre de cada año.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

- La compensación por tiempo de servicios del personal corresponde a sus derechos indemnizatorios calculados de acuerdo con la legislación vigente. El monto de los derechos indemnizatorios por pagar a los empleados tiene que ser abonada en mayo y noviembre de cada año en las cuentas bancarias seleccionadas por los empleados. La compensación total anual por tiempo de servicios del personal es equivalente a un sueldo. La Empresa no tiene obligaciones de pago adicionales una vez que efectúa los depósitos anuales de los fondos a los que el trabajador tiene derecho.
- La Empresa reconoce un bono a los empleados por concepto de desempeño, que se basa en la política de la Empresa. Este bono se paga a fin de año siempre y cuando los empleados alcancen los objetivos previamente determinados por la Empresa.
- La Empresa otorga premios por antigüedad a sus empleados por cada período de cinco años trabajados (quinquenio), los cuales se calculan en base a un porcentaje de la remuneración vigente al término del período.

ii. Planes post-empleo-beneficios definidos

La Empresa tiene contraídos compromisos de pensiones con sus ex- trabajadores, mediante un plan de pensiones de jubilación de acuerdo a la Ley N° 20530, que concluyó con las jubilaciones realizadas hasta el año 2005. Dicha ley establece para los ex-trabajadores de la Empresa un plan de pensión de cesantía que es un compromiso de prestaciones definida. La Empresa reconoce el gasto correspondiente a estos compromisos siguiendo el criterio del devengo mediante la realización, a la fecha del estado de situación financiera, de estudios actuariales aplicando el método de la unidad de crédito proyectado. Las pérdidas y ganancias actuariales surgidas en la valorización se reconocen en los resultados del ejercicio por tratarse de personal ya jubilado en su totalidad.

La provisión por estos beneficios post-empleo incluye el valor presente de la obligación por beneficios definidos utilizando una tasa de descuento basada en obligaciones de alta calidad por plazos similares.

iii. Beneficios por terminación

Los beneficios de terminación por despido arbitrario son reconocidos como gasto por la Empresa en el momento en que el empleado termina su vínculo laboral y es equivalente a un sueldo y medio por año laborado con un límite de hasta ocho años como tope indemnizatorio.

La compensación por tiempo de servicios del personal corresponde a sus derechos indemnizatorios calculados de acuerdo con la legislación vigente. El monto de los derechos indemnizatorios por pagar a los empleados tiene que ser abonada en mayo y noviembre de cada año en las cuentas bancarias seleccionadas por los empleados. La compensación total anual por tiempo de servicios del personal es equivalente a un sueldo. La Empresa no tiene obligaciones de pago adicionales una vez que efectúa los depósitos anuales de los fondos a los que el trabajador tiene derecho.

Así también, las indemnizaciones por cese se reconocen en resultados cuando se pagan, es decir, cuando la relación laboral se ve interrumpida antes de la fecha normal de retiro o cuando un empleado acepta voluntariamente su cese a cambio de estos beneficios.

L. Costos de financiamiento

Los costos por préstamos se contabilizan como gastos en el período en el que devengan. Los costos por préstamos incluyen los intereses y otros costos en los que incurre la Empresa en relación con la celebración de los acuerdos de préstamos respectivos.

M. Capital en acciones

Las acciones comunes se clasifican como patrimonio y se reconocen a su valor nominal. Los costos incrementales directamente atribuibles a la emisión de nuevas acciones u opciones se muestran en el patrimonio como una deducción del monto recibido, neto de impuestos.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

N. Distribución de dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como pasivo en los estados financieros en el período en el que éstos se aprueban por los accionistas de la Empresa.

O. Transacciones en moneda extranjera

Se consideran transacciones en moneda extranjera a aquellas realizadas en una moneda diferente a la moneda funcional. Las transacciones en moneda extranjera son inicialmente registradas en la moneda funcional usando los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones. Los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera son posteriormente ajustados a la moneda funcional usando el tipo de cambio vigente a la fecha del estado de situación financiera. Las ganancias o pérdidas por diferencia en cambio resultante de la liquidación de dichas transacciones y de la traslación de los activos y pasivos monetarios en moneda extranjera a los tipos de cambio de la fecha del estado de situación financiera, son reconocidas de forma neta en el rubro "diferencia en cambio, neta", en el estado de resultados integrales. Los activos y pasivos no monetarios denominados en moneda extranjera son trasladados a la moneda funcional al tipo de cambio prevaleciente a la fecha de la transacción.

P. Reconocimiento de ingresos

Los ingresos se miden con base en la contraprestación especificada en un contrato con un cliente. La Empresa reconoce los ingresos cuando transfiere el control sobre un bien o servicio a un cliente.

La siguiente tabla presenta información sobre la naturaleza y la oportunidad de la situación de las obligaciones de desempeño en contratos con clientes, incluyendo términos de pago significativos, y las correspondientes políticas de reconocimiento de ingresos:

Obligación de desempeño	Naturaleza y oportunidad de la satisfacción de las obligaciones de desempeño, incluyendo términos de pago significativos	Políticas de reconocimiento de ingresos
Servicio de distribución de energía	<p>La Empresa efectúa la prestación del suministro de energía eléctrica a sus clientes bajo un marco regulatorio en el sector y satisface sus obligaciones de desempeño a medida en que se presta el servicio. Los servicios se facturan mensualmente con un plazo de pago de quince (15) días calendarios, a partir de la fecha de su emisión.</p> <p>Conjuntamente con la facturación de la energía se procede a la facturación de un cargo fijo que está reconocido en el pliego tarifario por sector típico.</p>	<p>Los ingresos por distribución de energía, se reconocen como ingreso a lo largo del tiempo a medida en que se presta el servicio, sobre la base de la valorización de las lecturas cíclicas del medidor en forma mensual, independiente si se emitió o no la facturación de energía y es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la Empresa.</p> <p>El ingreso por cargo fijo se reconoce como ingreso a lo largo del tiempo a medida en que se presta el servicio con un monto fijo por mes cuando se emite la facturación de energía y es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la Empresa.</p>
Venta de medidor más instalación	<p>La Empresa efectúa la venta e instalación del medidor y satisface su obligación de desempeño cuando los clientes obtienen el control e instalación del bien y su aceptación. La instalación del medidor es efectuada como máximo dentro del séptimo día calendario después de la suscripción del contrato y pago respectivo. Los precios de los medidores y su instalación tienen una contraprestación fija y única para ambas obligaciones de desempeño y son fijados por OSINERGMIN. La facturación se emite en la recepción del pago por la venta e instalación del medidor.</p>	<p>Los ingresos se reconocen en un momento en el tiempo y en base a una facturación efectiva que es muy cercana al plazo máximo de atención de entrega del medidor e instalación regulado por el OSINERGMIN, siempre que los ingresos como los costos puedan medirse de manera confiable y la recuperación de la contraprestación del servicio fuera probable.</p> <p>No es aceptable la devolución del medidor por parte de los clientes debido a que estos bienes antes de ser entregados al cliente pasan por un proceso de control de calidad (contrastación efectuada por un tercero de acuerdo a norma regulatoria).</p>

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

Obligación de desempeño	Naturaleza y oportunidad de la satisfacción de las obligaciones de desempeño, incluyendo términos de pago significativos	Políticas de reconocimiento de ingresos
Servicio de alumbrado público	La Empresa efectúa la prestación de distribución de energía eléctrica a la población mediante el alumbrado público bajo un marco regulatorio en el sector y satisface sus obligaciones de desempeño a medida en que se presta el servicio. El consumo valorizado del alumbrado público se distribuye a los usuarios finales por escala de consumo con un corte mensual debido al proceso de facturación mensual de energía consumida. Los precios del servicio tienen una contraprestación fija y son regulados en base a escala de consumo por OSIGNERMIN. Los servicios se facturan mensualmente a los clientes conjuntamente con el servicio de suministro de energía; y con un plazo de pago de quince (15) días calendarios, a partir de la fecha de su emisión.	Los ingresos por cargo por alumbrado público se reconocen como ingreso a lo largo del tiempo a medida en que se presta el servicio, en base al consumo de alumbrado público y facturado a los clientes conjuntamente con la facturación mensual por venta de energía.
Servicio de mantenimiento y reposición	<p>La Empresa genera un ingreso mensual por el servicio de mantenimiento y reposición del equipo de medición y protección y su respectiva caja, de acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas. Dicho ingreso cubre su mantenimiento y permite su reposición en un plazo máximo de treinta (30) años.</p> <p>El ingreso por fondo de reposición del medidor se utiliza para cambiar el medidor en cualquier etapa de la vida útil del medidor instalado. Los precios del servicio tienen una contraprestación fija por sectores típicos y por nivel de tensión, en baja y media tensión; son regulados por OSINERGMIN. Los servicios se facturan mensualmente a los clientes conjuntamente con el servicio de suministro de energía; y con un plazo de pago de quince (15) días calendarios, a partir de la fecha de su emisión.</p>	<p>Los ingresos por el servicio de mantenimiento se reconocen como ingreso a lo largo del tiempo a medida en que se presta el servicio. Los ingresos son de periodicidad mensual y se generan conjuntamente con los servicios de suministros de energía eléctrica.</p> <p>Los ingresos por el fondo de reposición de medidores se reconocen a lo largo del tiempo inicialmente como un ingreso diferido por el fondo de reposición y se reconocen como ingresos del período en la medida en que se reponen los medidores a los clientes.</p>
Servicio de corte y reconexión	La Empresa genera ingresos productos del corte y reconexión del servicio de energía eléctrica, el mismo que está regulado en el sector. El corte del servicio se produce cuando el cliente incurre en más de dos meses de deuda. La facturación del servicio de corte y reconexión se genera conjuntamente con el suministro de energía después de haber efectuado el servicio de corte y reconexión. Los precios del servicio tienen una contraprestación fija y son estipulados por la regulación tarifaria vigente, el mismo que considera el tipo de corte (ranurado, sin ranurar y en línea) y varía para la zona urbana o rural; y con un plazo de pago de quince (15) días calendarios, a partir de la fecha de su emisión.	Los ingresos se reconocen en un momento en el tiempo cuando se emite la factura y es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la Empresa.
Ingresos por peaje	La Empresa genera ingresos por peaje por el uso de sus instalaciones por los clientes libres y regulados. Asimismo, genera ingresos por peaje por el uso de sus instalaciones por las empresas generadoras que les permite atender a sus clientes. La facturación del servicio a nuestros clientes se efectúa en forma disgregada conjuntamente con el suministro de energía y con un plazo de pago de quince (15) días calendarios, a partir de la fecha de su emisión. La facturación del servicio a las empresas generadoras se realiza en base a la resolución de OSINERGMIN y con un plazo de pago de quince (15) días calendarios, a partir de la fecha de su emisión.	<p>Los ingresos por peaje a clientes consumidores finales se reconocen a través del tiempo cuando se emite la factura por venta de energía y es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la empresa.</p> <p>Los ingresos por peaje a las empresas generadoras se reconocen en un momento del tiempo cuando se devenga el servicio, se emite la factura y es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la Empresa.</p>

Q. Impuestos

El gasto por impuesto a las ganancias incluye el impuesto a las ganancias corrientes y al diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales, excepto en la medida que se relacione con partidas reconocidas en otros resultados integrales o directamente en el patrimonio. En este caso, el impuesto es reconocido en otros resultados integrales.

i. Impuesto corriente

El impuesto corriente incluye el impuesto esperado por pagar o cobrar sobre el ingreso o la pérdida imponible del año y cualquier ajuste al impuesto por pagar o por cobrar relacionado con años anteriores. El importe del impuesto corriente por pagar o por cobrar corresponde a la mejor estimación del importe fiscal que se espera pagar o recibir y que refleja la incertidumbre relacionada con los impuestos a las ganancias, si existe alguna. Se mide usando tasas impositivas que se hayan aprobado, o cuyo proceso de aprobación esté prácticamente terminado a la fecha de presentación. El impuesto corriente también incluye cualquier impuesto sugerido de dividendos.

Los activos y pasivos por impuestos corrientes se compensan solo si se cumplen ciertos criterios.

ii. Impuesto diferido

Los impuestos diferidos son reconocidos por las diferencias temporarias existentes entre el valor en libros de los activos y pasivos para propósitos de información financiera y los montos usados para propósitos fiscales. Los impuestos diferidos no son reconocidos para:

- Las diferencias temporarias reconocidas por el reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que no es una combinación de negocios, y que no afectó ni a la ganancia o pérdida contable o imponible;
- Las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas y en negocios conjuntos en la medida que la Empresa pueda controlar el momento de la reversión de las diferencias temporarias y probablemente no serán revertidas en el futuro; y
- Las diferencias temporarias imponibles que surgen del reconocimiento inicial de la plusvalía.

Se reconocen activos por impuestos diferidos por las pérdidas fiscales no utilizadas, los créditos tributarios y las diferencias temporarias deducibles, en la medida en que sea probable que existan ganancias fiscales futuras disponibles contra las que pueden ser utilizadas. Las ganancias fiscales futuras se determinan con base en los planes de negocios para las subsidiarias individuales de la Empresa y la reversión de las diferencias temporarias. Si el importe de las diferencias temporarias imponibles es insuficiente para reconocer un activo por impuesto diferido, entonces se consideran las ganancias fiscales futuras ajustadas por las reversiones de las diferencias temporarias imponibles, con base en los planes de negocios de las subsidiarias individuales de la Empresa. Los activos por impuestos diferidos se revisan en cada fecha de presentación y se reducen en la medida que deja de ser probable que se realice el beneficio fiscal correspondiente; esas reducciones se reverzan cuando la probabilidad de ganancias fiscales futuras mejora.

Al final de cada período sobre el que se informa, una entidad evaluará nuevamente los activos por impuestos diferidos no reconocidos y registrará un activo de esta naturaleza, anteriormente no reconocido, siempre que sea probable que las futuras ganancias fiscales permitan la recuperación del activo por impuestos diferidos.

El impuesto diferido debe medirse empleando las tasas fiscales que se espera sean de aplicación a las diferencias temporarias en el período en el que se revertan usando tasas fiscales aprobadas o prácticamente aprobadas a la fecha de presentación.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

La medición de los impuestos diferidos refleja las consecuencias fiscales que se derivarían de la forma en que la Empresa espera, al final del período sobre el que se informa, recuperar o liquidar el importe en libros de sus activos y pasivos. Para este propósito, se presume que el importe en libros de las propiedades de inversión medidas al valor razonable se recupera mediante la venta, y la Empresa no ha refutado esta presunción.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se compensan solo si se cumplen ciertos criterios.

R. Posiciones tributarias inciertas

La aceptabilidad de un tratamiento impositivo concreto según la legislación fiscal puede no ser conocida hasta que la autoridad fiscal correspondiente o los tribunales de justicia tomen una decisión en el futuro. Por consiguiente, una disputa o inspección de un tratamiento impositivo concreto por parte de la autoridad fiscal puede afectar la contabilización de una entidad del activo o pasivo por impuestos diferidos o corrientes.

Si una entidad concluye que es probable que la autoridad fiscal acepte un tratamiento impositivo incierto, la entidad lo determinará de forma congruente con el tratamiento impositivo usado o que esté previsto usar en su declaración de impuestos a las ganancias.

Si una entidad concluye que no es probable que la autoridad fiscal acepte un tratamiento impositivo incierto, la entidad reflejará el efecto de la incertidumbre.

Si un tratamiento impositivo incierto afecta a los impuestos corrientes e impuestos diferidos, una entidad realizará juicios y estimaciones congruentes sobre el impuesto corriente y el impuesto diferido.

Una entidad evaluará nuevamente un juicio o estimación si cambian los hechos y circunstancias sobre los que se basaron el juicio o la estimación o como resultado de nueva información que afecte al juicio o estimación. Una entidad reflejará el efecto de un cambio en los hechos y circunstancias o de nueva información como un cambio en una estimación contable.

S. Resultado operacional

El resultado operacional es el resultado generado por las actividades continuas principales que producen ingresos a la Empresa así como también por otros ingresos y gastos relacionados con las actividades operacionales. El resultado operacional excluye los costos financieros netos y los impuestos a las ganancias.

T. Subvenciones del gobierno

Las subvenciones del Gobierno se reconocen cuando existe seguridad razonable de que éstas se recibirán y de que se cumplirán todas las condiciones ligadas a ellas. Cuando la subvención se relaciona con una partida de gastos, se reconoce como ingresos sobre una base sistemática a lo largo de los períodos en los que la Empresa reconozca como gasto los costos relacionados que la subvención pretende compensar. Cuando la subvención se relaciona con un activo, ésta se registra en el rubro de "Ingresos diferidos" del estado de situación financiera y se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales sobre una base sistemática a lo largo de la vida útil estimada del activo correspondiente. Cuando la Empresa recibe subvenciones no monetarias, el activo y la subvención se registran por sus importes brutos, a sus valores nominales, y se reconocen en el estado de resultados y otros resultados integrales sobre una base sistemática a lo largo de la vida útil estimada y el patrón de consumo del activo subyacente.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

U. Nuevas enmiendas a NIIF de aplicación obligatoria a partir de los períodos iniciados el 1 de enero de 2019

Las siguientes enmiendas a las NIIF son de aplicación obligatoria por primera vez a partir de los períodos anuales iniciados al 1 de enero de 2019:

Nuevas NIIF, enmiendas e interpretaciones	Fecha efectiva
NIIF 16: Arrendamientos.	Períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2019. Se permite adopción anticipada.
CINIIF 23: Incertidumbre sobre tratamiento de impuestos.	
Modificación, reducción o liquidación de un plan (Modificaciones a la NIC 19).	

La Empresa adoptó estas normas, interpretaciones y enmiendas, los impactos se mencionan en la nota 5.

V. Nuevos requerimientos contables emitidos que no han sido adoptados anticipadamente

Las siguientes nuevas normas, enmiendas e interpretaciones han sido emitidas con aplicación para períodos que comienzan con posterioridad a la fecha de presentación de estos estados financieros.

Nuevas NIIF, enmiendas e interpretaciones	Fecha efectiva
Modificaciones a Referencias al Marco Conceptual en las NIIF	1 de enero de 2020.
Venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto (Modificaciones a la NIIF 10 y la NIC 28).	Disponible para adopción opcional/fecha de vigencia postergada indefinidamente.

De las normas que aún no entran en vigencia, la Empresa no espera tener un impacto significativo sobre los estados financieros de la Empresa en su período de aplicación inicial.

5. Cambio en las Políticas Contables Significativas

La Empresa ha aplicado por primera vez la NIIF 16 Arrendamientos y la CINIIF 23 Incertidumbres sobre los tratamientos a las ganancias a partir del 1 de enero de 2019. Algunas nuevas normas también entran en vigor a partir del 1 de enero de 2019, pero no tienen un efecto significativo sobre los estados financieros de la Empresa. La Empresa no ha adoptado anticipadamente ninguna norma, interpretación o enmienda que se haya emitido, pero que aún no sea efectiva.

A. NIIF 16: Arrendamientos

La NIIF 16 sustituye a la NIC 17 Arrendamientos (NIC 17), la CINIIF 4 Determinación de si un Acuerdo contiene un Arrendamiento (CINIIF 4), la SIC-15 - Arrendamientos operativos – Incentivos (SIC 15) y la SIC-27 Evaluación de la sustancia de las transacciones que involucran la forma legal de un arrendamiento (SIC 27). La NIIF 16 establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación y revelación de los arrendamientos y requiere que los arrendatarios reconozcan la mayoría de los arrendamientos en el Estado de Situación Financiera bajo un modelo único. La contabilidad del arrendador según la NIIF 16 es sustancialmente igual a la NIC 17, aparte de los requisitos que se aplican a subarrendamientos. Los arrendadores continuarán clasificando todos los arrendamientos como arrendamientos operativos o arrendamientos financieros utilizando principios similares a los de la NIC 17. Al respecto, la Compañía en su calidad de arrendador no ha identificado impactos en la adopción de la NIIF 16. La NIIF 16 también requiere que los arrendatarios y arrendadores hagan revelaciones más extensas que bajo la NIC 17.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

La Compañía tiene contratos de arrendamiento de inmuebles y equipos de cómputo. No tiene subarrendamientos. Antes de la adopción de la NIIF 16, la Compañía clasificó cada uno de sus arrendamientos (como arrendatario) en la fecha de comienzo como arrendamiento financiero o arrendamiento operativo.

La Empresa ha aplicado la NIIF 16: *Arrendamientos* utilizando el método retroactivo modificado desde el 1 de enero de 2019 y; por lo tanto, la información comparativa no ha sido reexpresada, de acuerdo con los requisitos de transición de la norma y se sigue informando según la NIC 17 y la CINIIF 4. Los detalles de las políticas contables según la NIC 17 y la CINIIF 4 se revelan por separado si son diferentes de aquellos bajo la NIIF 16. Las reclasificaciones y los ajustes derivados de la adopción de la NIIF 16 se reconocen en el estado de situación financiera el 1 de enero de 2019. La nueva política contable de arrendamientos se revela en la nota 4.H.

i. Arrendamientos clasificados como arrendamientos operativos según NIC 17

Tras la adopción de la NIIF 16, la Compañía aplicó un modelo único de reconocimiento y medición para todos los arrendamientos, excepto para arrendamientos a corto plazo y arrendamientos de activos de bajo valor. La Compañía tiene arrendamientos de ciertos equipos de cómputo que se consideran de bajo valor.

La Empresa reconoció activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento provenientes de contratos de arrendamientos que estaban previamente clasificados como "arrendamientos operativos" bajo los principios de la NIC 17. Estos pasivos se midieron al valor presente de los pagos de arrendamiento pendientes, descontados utilizando una tasa de descuento incremental a partir del 1 de enero de 2019. La tasa de descuento aplicada a los pasivos por arrendamiento al 1 de enero de 2019 fue de 3.7% en promedio. Los activos por derecho de uso para todos los arrendamientos se reconocieron con base al importe igual a los pasivos por arrendamiento. No se necesitaron ajustes por gastos de arrendamiento prepagados o acumulados previamente reconocidos ya que no hubo ninguno.

La Compañía ha probado el deterioro a sus activos por derecho de uso en la fecha de transición y ha concluido que no hay indicios de que los activos por derecho de uso estén deteriorados.

Al aplicar la NIIF 16 por primera vez, la Compañía ha utilizado las siguientes soluciones prácticas permitidas por la norma:

- Aplicar una tasa de descuento única a una cartera de arrendamientos con características razonablemente similares.
- Contabilizar los arrendamientos operativos con un plazo de arrendamiento menor a 12 meses como arrendamientos de corto plazo.
- Excluir los costos directos iniciales para la medición del activo por derecho de uso en la fecha inicial aplicación, y
- Usar la retrospectiva para determinar el plazo del arrendamiento donde el contrato contiene opciones para extender o rescindir el contrato de arrendamiento.

La Empresa no ha registrado efecto alguno en el estado de situación financiera al 1 de enero de 2019 (activo y pasivo por derecho de uso) debido a que solo presentaba contratos a corto plazo y al vencimiento se suscribieron nuevos contratos por inmuebles y equipos.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

Los pasivos por derecho de uso al 1 de enero de 2019 pueden conciliarse con los compromisos de arrendamiento operativo al 31 de diciembre de 2018, de la siguiente manera:

<i>En miles de soles</i>	1 de enero de 2019
Contratos de arrendamientos operativos al 31 de diciembre de 2018 (sin descontar)	1,272
Pasivos por arrendamientos financieros al 31 de diciembre de 2018	1,049
Compromisos relacionados con contratos de arrendamientos a corto plazo no reconocidos	(1,089)
Contratos que no cumplen con la definición de arrendamientos	(144)
Efecto del descuento	(39)
Pasivos por arrendamientos reconocidos al 1 de enero de 2019	1,049

B. CINIIF 23: Incertidumbre sobre los tratamientos del impuesto sobre la renta

La CINIIF 23 aclara cómo se aplican los requisitos de reconocimiento y medición de la NIC 12 Impuestos a las ganancias cuando existe incertidumbre sobre los impuestos a las ganancias.

Según la CINIIF 23, los pasivos o activos por impuestos inciertos se reconocen aplicando la definición de pasivos o activos por impuestos corrientes o diferidos de acuerdo con la NIC 12. Por lo tanto, esos saldos fiscales se presentan como activos o pasivos por impuestos corrientes o diferidos. Dichos saldos no se presentan como provisiones ni en otras líneas como otras cuentas por cobrar u otras cuentas por pagar.

La Empresa aplicó la CINIIF 23 a todos los impuestos actuales y diferidos si existe incertidumbre sobre el tratamiento del impuesto a las ganancias.

Si hay incertidumbre sobre un tratamiento del impuesto sobre la renta, la Empresa considera si es probable que una autoridad fiscal acepte el tratamiento fiscal de la Empresa incluido o planeado para ser incluido en su presentación de impuestos. El supuesto subyacente en la evaluación es que una autoridad fiscal examinará todos los montos reportados y tendrá pleno conocimiento de toda la información relevante.

La Empresa ha determinado que los intereses y multas relacionadas con los impuestos a las ganancias, incluidos los tratamientos fiscales inciertos, no cumplen con la definición de impuestos a las ganancias y, por lo tanto, los contabilizaron según la NIC 37 Provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes.

La Empresa ha usado el enfoque retrospectivo modificado por el cual, de acuerdo a la evaluación efectuado por la gerencia la empresa ha determinado un impacto en miles de S/ 9,896 que se encuentra registrado en los resultados acumulados con abono a otras cuentas por pagar (nota 16).

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

6. Instrumentos Financieros: Valores Razonables y Administración de Riesgo

A. Clasificaciones contables y valores razonables

La tabla a continuación muestra los importes en libros y los valores razonables de los activos financieros y pasivos financieros, incluyendo sus niveles en la jerarquía del valor razonable. La tabla no incluye información para los activos financieros y pasivos financieros no medidos al valor razonable si el importe en libros es una aproximación razonable del valor razonable.

	Valor			Valor razonable nivel 1
	Activos financieros al costo amortizados	Otros pasivos financieros	Total	
<i>En miles de soles</i>				
Valor en libros				
Al 31 de diciembre 2019				
Activos no medidos a valor razonable				
Efectivo y equivalentes al efectivo	76,678	-	76,678	-
Cuentas por cobrar comerciales	58,014	-	58,014	-
Otras cuentas por cobrar (*)	13,321	-	13,321	-
	148,013	-	148,013	-
Pasivos financieros medidos a valor razonable				
Préstamos y obligaciones	-	117,803	117,803	-
Cuentas por pagar comerciales	-	36,047	36,047	-
Otras cuentas por pagar (**)	-	136,423	136,423	-
	-	290,276	290,276	-

(*) No incluyen impuestos por cobrar y anticipos.

(**) No incluyen anticipos, pasivos estatutarios ni beneficios sociales.

	Valor			Valor razonable nivel 1
	Activos financieros al costo amortizados	Otros pasivos financieros	Total	
<i>En miles de soles</i>				
Valor en libros				
Al 31 de diciembre 2018				
Activos no medidos a valor razonable				
Efectivo y equivalentes al efectivo	83,388	-	83,388	-
Cuentas por cobrar comerciales	49,159	-	49,159	-
Otras cuentas por cobrar (*)	11,583	-	11,583	-
	144,130	-	144,130	-
Pasivos financieros medidos a valor razonable				
Préstamos y obligaciones	-	126,953	126,953	-
Cuentas por pagar comerciales	-	35,011	35,011	-
Otras cuentas por pagar (**)	-	128,327	128,327	-
	-	290,291	290,291	-

(*) No incluyen impuestos por cobrar y anticipos.

(**) No incluyen anticipos, pasivos estatutarios ni beneficios sociales.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

B. Gestión de riesgo financiero

i. Riesgo de crédito

El riesgo de crédito es el riesgo de pérdida financiera que enfrenta la Empresa si un cliente o contraparte en un instrumento financiero no cumple con sus obligaciones contractuales, y se origina principalmente de las cuentas por cobrar y los instrumentos de inversión de la Empresa.

Los importes en libros de los activos financieros y activos del contrato representan la máxima exposición al riesgo de crédito

Cuentas por cobrar comerciales

La exposición de la Empresa al riesgo de crédito se ve afectada principalmente por las características individuales de cada cliente. No obstante, la gerencia también considera los factores que pueden afectar el riesgo de crédito de su base de clientes, incluyendo el riesgo de impago de la industria y del país.

Al 31 de diciembre de 2019 y de 2018, la exposición al riesgo de crédito para las cuentas por cobrar comerciales y activos del contrato por tipo de contraparte fue la siguiente:

<i>En miles de soles</i>	2019	2018
Cientes libres	3,057	2,050
Cientes regulados	54,868	44,828
Otros	167	2,281
	58,092	49,159

Depósitos en bancos

La Empresa mantiene efectivo principalmente en bancos que está calificada principalmente en el rango A+ por miles de S/ 74,389 al 31 de diciembre de 2019 (miles de S/ 82,546 al 31 de diciembre de 2018).

El deterioro de los depósitos en bancos ha sido medido sobre la base de la pérdida crediticia esperada de 12 meses y refleja los vencimientos de corto plazo de las exposiciones.

La Empresa considera que sus depósitos en bancos tienen un riesgo de crédito bajo con base en las calificaciones crediticias externas de las contrapartes.

ii. Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez es el riesgo de que la Empresa tenga dificultades para cumplir con sus obligaciones asociadas con sus pasivos financieros que son liquidados mediante la entrega de efectivo o de otros activos financieros. El enfoque de la Empresa para administrar la liquidez es asegurar, en la mayor medida posible, que siempre contará con la liquidez suficiente para cumplir con sus obligaciones cuando vencen, tanto en condiciones normales como de tensión, sin incurrir en pérdidas inaceptables o arriesgar la reputación de la Empresa.

Exposición al riesgo de liquidez

Los siguientes son los vencimientos contractuales restantes de los pasivos financieros a la fecha de presentación. Los importes se presentan brutos y no descontados, e incluyen los pagos de intereses contractuales y excluyen el impacto de los acuerdos de compensación.

<i>En miles de soles</i>	Importe en libros	Menos de 1 año	1 y 2 años	2 y 5 años	Más de 5 años	Importe total
2019						
Préstamos y obligaciones	117,802	25,738	13,395	44,783	54,917	138,833
Cuentas por pagar comerciales	36,047	36,047	-	-	-	36,047
Otras cuentas por pagar	136,423	41,695	94,778	-	-	136,473
	290,272	103,480	108,173	44,783	54,917	311,353

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

<i>En miles de soles</i>	Importe en libros	Menos de 1 año	1 y 2 años	2 y 5 años	Más de 5 años	Importe total
2018						
Préstamos y obligaciones	126,953	36,317	13,767	46,456	56,102	152,642
Cuentas por pagar comerciales	35,011	35,011	-	-	-	35,011
Otras cuentas por pagar	128,327	38,386	94,774	-	-	133,160
	290,291	109,714	108,541	46,456	56,102	320,813

(*) No incluyen impuestos por cobrar y anticipos.

(**) No incluyen anticipos, pasivos estatutarios ni beneficios sociales.

iii. Riesgo de mercado

El riesgo de mercado es el riesgo de que los cambios en los precios de mercado, por ejemplo en las tasas de cambio, tasas de interés o precios de las acciones, afecten los ingresos de la Empresa o el valor de los instrumentos financieros que mantiene. El objetivo de la gestión del riesgo de mercado es administrar y controlar las exposiciones a este riesgo dentro de parámetros razonables y al mismo tiempo optimizar la rentabilidad.

Riesgo de tipo de cambio

El riesgo de tipo de cambio es el riesgo que el valor razonable de los flujos de caja futuros de un instrumento financiero fluctuó por variaciones en los tipos de cambio. La Gerencia de Finanzas es la responsable de identificar, medir, controlar e informar la exposición al riesgo cambiario general de la Empresa. La posición corriente en moneda extranjera comprende los activos y pasivos que están expresados al tipo de cambio de la fecha del estado de situación financiera. Cualquier devaluación/revaluación de la moneda extranjera afecta el estado de resultados y otros resultados integrales.

Exposición al riesgo de tipo de cambio

Las partidas de activos y pasivos que la Empresa mantiene en moneda extranjera al 31 de diciembre, se resumen como sigue:

<i>En miles de dólares estadounidenses</i>	2019	2018
Activos		
Efectivo y equivalentes al efectivo	68	47
Otras cuentas por cobrar	5	582
	73	629
Pasivos		
Cuentas por pagar comerciales	274	1,174
Otras cuentas por pagar	2,588	2,385
	2,862	3,559
Exposición neta del estado de situación financiera	(2,789)	(2,930)

Al 31 de diciembre de 2019, el tipo de cambio utilizado por la Empresa para el registro de los saldos en moneda extranjera ha sido lo publicado por la Superintendencia de Banca, Seguros y Administradoras de Fondos de Pensiones de S/ 3.311 por US\$ 1 para los activos y pasivos, (S/ 3.375 por US\$ 1 para los activos y pasivos, al 31 de diciembre de 2018).

Al 31 de diciembre de 2019 y de 2018, la Empresa registró una ganancia en cambio neta de miles de S/ 58 y de S/ 172, respectivamente.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

Análisis de sensibilidad

En caso exista una devaluación o revaluación del dólar estadounidenses en relación con el sol al 31 de diciembre de 2019 y de 2018 de 5% mayores/menores, y se mantengan todas las variables constantes, la ganancia neta antes de impuesto a las ganancias hubiera aumentado o disminuido como sigue:

<i>Efecto en miles de soles</i>	Resultado del período	
	Fortalecimiento	Debilitamiento
31 de diciembre 2019		
U.S. dólar (movimiento del 5%)	583	(583)
31 de diciembre 2018		
U.S. dólar (movimiento del 5%)	494	(494)

Riesgo de tasa de interés

El riesgo de tasa de interés es el riesgo de que el valor razonable o los flujos futuros de efectivo de un instrumento financiero fluctúen debido a los cambios en las tasas de interés de mercado.

La política de la Empresa es mantener financiamientos a tasas de interés fijas. Al respecto, la Gerencia considera que el riesgo de tasa de interés sobre el valor razonable de sus obligaciones no es importante debido a que la tasa de interés de sus contratos de financiamiento no difiere significativamente de las tasas de interés de mercado que se encuentran disponibles para la Empresa para instrumentos financieros similares.

7. Administración del Riesgo de Capital

La política de la Empresa es mantener una base de capital sólida de manera de conservar la confianza de los inversionistas, los acreedores y el mercado, y sustentar el desarrollo futuro del negocio. La Gerencia monitorea el retorno de capital y el nivel de dividendos pagados a los accionistas ordinarios.

La Empresa monitorea el capital usando un índice 'deuda neta' a 'patrimonio ajustado'. La deuda neta se calcula como los pasivos totales (como se muestran en el estado de situación financiera) menos el efectivo.

El patrimonio incluye todos los componentes del patrimonio.

El índice de deuda neta a patrimonio es el siguiente al 31 de diciembre de 2019 y de 2018:

<i>En miles de soles</i>	2019	2018
Total pasivos	416,846	412,775
Menos: efectivo y equivalentes al efectivo	(76,678)	(83,388)
Deuda neta (a)	340,168	329,387
Patrimonio (b)	392,808	381,992
Índice deuda neta - patrimonio (a/b)	0.87	0.86

8. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	2019	2018
Caja	594	346
Fondos fijos	14	2
Cuentas corrientes	76,070	83,040
	76,678	83,388

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

Al 31 de diciembre de 2019 y de 2018, la Empresa mantiene sus cuentas corrientes en soles y dólares estadounidenses. Los fondos son de libre disponibilidad y están depositados en bancos locales con una alta evaluación crediticia.

De acuerdo con la información suministrada por Apoyo & Asociados Internacionales S.A.C. la calidad de las instituciones financieras en las que se deposita el efectivo de la Empresa es como sigue:

<i>En miles de soles</i>	2019	2018
Depósitos en banco		
A+	74,389	82,546
A	4,88	-
B+	9	3
B	495	159
C+	689	331
C-	-	1
	76,070	83,040

9. Cuentas por Cobrar Comerciales

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2019	2018
Parte corriente			
Facturas por venta de energía (a)			
▪ Terceros		63,637	55,555
▪ Partes relacionadas	31.C	75	75
Energía entregada y no facturada (b)		3,157	2,500
Convenios de pago (c)		4,950	5,066
		71,819	63,196
Menos: estimación de deterioro de cuentas por cobrar		(14,867)	(15,342)
		56,952	47,854
Parte no corriente			
Convenios de pago (c)		1,140	1,305
		1,140	1,305
		58,092	49,159

Las cuentas por cobrar comerciales están denominadas en soles, tienen vencimiento corriente y no generan intereses, excepto por lo mencionado en el párrafo (c) siguiente.

- Corresponde a la facturación mensual en base a las lecturas cíclicas.
- La energía entregada y no facturada, es la energía que se provisiona en los registros contables por diferencias entre las fechas de cierres de facturación y de presentación de los estados financieros.
- En el año 2019, se han reconocido ingresos por convenios de facilidades de pago sobre la facturación vencida, intereses y recargos por mora e intereses compensatorios por aproximadamente miles de S/ 1,981 (en miles de S/ 1,765 durante el año 2018), los cuales se incluyen en el rubro "Ingresos financieros" del estado de resultados y otros resultados integrales (nota 28).

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

Evaluación de pérdida crediticia esperada para clientes

La Empresa usa una matriz de provisión para medir los ratios de pérdida crediticia esperada de sus cuentas por cobrar comerciales.

El cálculo se basa en la pérdida crediticia esperada a lo largo de la vida útil del instrumento y se emplean ratios históricos ajustados por condiciones macroeconómicas actuales y proyectadas. La metodología de cálculo adoptada por la Empresa se basa en identificar ratios de pérdidas en base a información de los períodos 2017, 2018 y 2019.

De acuerdo con los requerimientos de la NIIF 9, la Empresa reconoce una corrección de valor por pérdidas crediticias esperadas sobre los activos financieros. Por lo cual, la provisión por deterioro de cuentas por cobrar se estima como pérdida esperada y no como pérdida incurrida.

La siguiente tabla entrega información sobre la exposición al riesgo de crédito y las pérdidas crediticias esperadas para las cuentas por cobrar comerciales al 31 de diciembre de 2019:

<i>En miles de soles</i>	Tasa de pérdida promedio ponderado			
	Clientes mayores	Clientes menores	Importe en libros bruto	Estimación de pérdida
Al 31 de diciembre de 2019				
No vencidos	1.03%	1.37%	51,172	718
Vencidos entre 31 - 60 días	5.51%	10.62%	2,783	255
Vencidos entre 61 - 180 días	16.19%	27.17%	5,211	1,264
Vencidos entre 181 - 240 días	35.63%	58.20%	1,705	900
Vencidos entre 241 - 360 días	80.29%	86.24%	2,323	1,965
Vencidos más de 360 días	100.00%	100.00%	9,765	9,765
			72,959	14,867

<i>En miles de soles</i>	Tasa de pérdida promedio ponderada	Importe en libros bruto	Estimación de pérdida
Al 31 de diciembre de 2018			
No vencidos	2.49%	35,134	874
Vencidos entre 31 - 60 días	7.07%	13,738	971
Vencidos entre 61 - 180 días	39.48%	3,056	1,206
Vencidos entre 181 - 240 días	85.32%	633	540
Vencidos entre 241 - 360 días	92.24%	2,421	2,232
Vencidos más de 360 días	100%	9,519	9,519
		64,501	15,342

Movimientos en la estimación para deterioro de las cuentas por cobrar comerciales

El movimiento en la provisión por deterioro de las cuentas por cobrar comerciales durante el año fue el siguiente.

<i>En miles de soles</i>	2019	2018
Saldo al 1 de enero	15,342	13,418
Adiciones	3,548	2,750
Recupero de estimación de cobranza dudosa	(3,271)	-
Recuperos	(752)	(826)
Saldo al 31 de diciembre	14,867	15,342

En opinión de la gerencia la estimación de pérdida esperada por cuentas por cobrar comerciales al 31 de diciembre del 2019 y del 2018 cubre adecuadamente el riesgo de crédito de estas partidas a esas fechas.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

10. Otras Cuentas por Cobrar

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2019	2018
Partes relacionadas	31.C	2,176	3,521
Alquiler de postes (a)		1,707	1,817
Acuerdo de opción	1.C	1,936	1,988
Peaje (b)		1,899	1,032
Penalidades		453	715
Electrificación rural (c)		1,149	683
Fondo de Inclusión Social Energético - FISE (d)		580	459
Intereses por cobrar		986	364
Fondo de Compensación Social Eléctrica – FOSE (e)		876	210
Otras cuentas por cobrar diversas		1,559	758
Cuentas por cobrar diversas en cobranza dudosa		3,486	3,486
		16,807	15,033
Estimación de deterioro de otras cuentas por cobrar		(3,486)	(3,486)
		13,321	11,547

- (a) Corresponde al uso de postes para el tendido de cables e instalación de equipos de las empresas que brindan el servicio de cable.
- (b) Corresponde a la facturación emitida a las generadoras que utilizan las redes de transmisión de la Empresa para poder atender a sus clientes.
- (c) Las cuentas por cobrar de Electrificación Rural comprenden la facturación que se destina a la promoción y desarrollo eficiente y sostenible de la electrificación de zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país, con el objeto de contribuir al desarrollo socioeconómico sostenible, mejorar la calidad de vida de la población, combatir la pobreza y desincentivar la migración del campo a la ciudad, de acuerdo a la aplicación de la Ley N° 28749. Estos montos que serán cobrados en el primer trimestre del 2019 y 2018 y transferidas principalmente a Genrent del Perú S.A.C. y Electro Oriente S.A.
- (d) Corresponde a las cuentas por cobrar al OSINERGMIN por la administración, en la zona de concesión de la Empresa, del mecanismo de política de inclusión social del Estado destinado a expandir la frontera energética en los segmentos vulnerables de la población mediante la promoción para el acceso al Gas Licuado de Petróleo (GLP), dando aplicación a la distribución del vale de descuento FISE.
- (e) Corresponde al importe facturado a las empresas distribuidoras Luz del Sur S.A.A. y Enel Distribución Perú S.A.A. por el subsidio otorgado a usuarios con consumos menores a 100 KWh, de acuerdo a lo establecido en la Ley N° 27510 del Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE).

El movimiento de la estimación por deterioro de otras cuentas por cobrar durante los años 2019 y 2018 fue como sigue:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2019	2018
Saldos inicial		3,486	2,626
Adiciones	25	-	860
Saldo final		3,486	3,486

En opinión de la Gerencia de la Empresa, la estimación por deterioro de otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2019 y de 2018, cubre adecuadamente el riesgo de crédito de estas partidas a dichas fechas.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

11. Inventarios

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	2019	2018
Materiales auxiliares, suministros y repuestos	11,095	11,866
Combustibles y lubricantes para generación	28	21
	11,123	11,887
Menos: estimación por deterioro de inventarios	(1,091)	(403)
	10,032	11,484

Los materiales auxiliares, suministros y repuestos, están compuestos por elementos utilizados para la operatividad y el mantenimiento de las instalaciones eléctricas.

El movimiento de la estimación por deterioro de inventarios durante los años 2019 y 2018 fue como sigue:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2019	2018
Saldo inicial		403	191
Adiciones	24	688	212
Saldo final		1,091	403

La estimación por deterioro de inventarios ha sido determinada sobre la base de estudios técnicos y, en opinión de la Gerencia, esta estimación cubre adecuadamente el riesgo de desvalorización de inventarios al 31 de diciembre de 2019 y de 2018.

Empresa Regional del Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. – ENSA

Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2019 y de 2018

12. Propiedades, Planta y Equipo

A. Conciliación del importe en libros

<i>En miles de soles</i>	Terrenos	Edificios y otras construcciones	Maquinaria y equipo	Unidades de transporte	Muebles y enseres	Equipos diversos	Unidades de reemplazo	Obras en curso	Total
Costo									
Saldo al 1 de enero de 2018	8,027	48,584	688,988	5,356	2,433	24,261	5,870	110,555	894,074
Adiciones	-	-	-	1,140	21	242	2,638	27,070	31,111
Transferencias	-	2,756	1,639	-	-	32	(3,614)	(813)	-
Transferencias a activos intangibles	-	-	-	-	-	-	-	(2,222)	(2,222)
Retiros	-	-	-	-	-	(10)	-	-	(10)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	8,027	51,340	690,627	6,496	2,454	24,525	4,894	134,590	922,953
Saldos al 1 de enero de 2019	8,027	51,340	690,627	6,496	2,454	24,525	4,894	134,590	922,953
Adiciones	-	274	98	-	112	1,460	5,352	27,784	35,080
Transferencias	-	-	3,583	-	-	248	(6,463)	2,632	-
Retiros	-	-	(6,094)	(127)	(98)	(379)	-	-	(13,161)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	8,027	51,614	688,214	6,369	2,468	25,852	3,783	165,006	951,335
Depreciación acumulada									
Saldo al 1 de enero de 2018	-	9,586	235,992	4,313	1,552	10,852	-	-	262,295
Adiciones	-	839	20,846	338	108	1,243	-	-	23,374
Retiros	-	-	-	-	-	(2)	-	-	(2)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	-	10,425	256,838	4,651	1,660	12,093	-	-	285,667
Adiciones	-	666	20,938	514	110	1,250	-	-	23,478
Retiros	-	-	(5,732)	(127)	(91)	(330)	-	-	(6,280)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	-	11,091	272,044	5,038	1,679	13,013	-	-	302,865
Importes en libros									
Al 31 de diciembre de 2018	8,027	40,915	433,789	1,845	794	12,432	4,894	134,590	637,286
Al 31 de diciembre de 2019	8,027	40,523	416,170	1,331	789	12,841	3,783	165,006	648,470

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

Los edificios y otras construcciones y maquinaria y equipo incluyen obras de electrificación rural por un valor en libros de miles de S/ 83,932 (en miles de S/ 86,320 al 31 de diciembre de 2018) que fueron transferidos por el MEM en concordancia con la Ley N° 28749, Ley de Electrificación Rural y su Reglamento D.S. 025-2007-EM (nota 18).

Las unidades de reemplazo incluyen postes, tableros, transformadores y otros bienes que constituyen componentes importantes de los activos una vez que están instalados.

B. Transferencias de obras en curso

Durante el 2019, la Empresa activó los siguientes proyectos:

<i>En miles de soles</i>	2019
Proyecto	
Mejoramiento alimentador C-244	16
Innovación tecnológica informática y Tel	221
Subsanacion UN Chiclayo 20	387
Ordenes de Inversión OM04	3,207
Mejoramiento alimentador C-244	16
	3,831

C. Retiros

Los retiros realizados en los años 2019 corresponden a bajas de activo fijo que no se encontraban en uso y que se ha aplicado la "Directiva Corporativa de Baja de Bienes Muebles y Venta Bajo la Modalidad de Subasta" con la finalidad de liberar los espacios físicos en las instalaciones operativas, maximizando los ingresos producto de su venta y cumplimiento de las normas de conservación y cuidado del medio ambiente.

D. Garantía

La Empresa no tienen propiedades, planta y equipo que se encuentren garantizando el cumplimiento de obligaciones, tampoco posee compromisos para la adquisición de propiedades, planta y equipo.

E. Arrendamientos como arrendatario**i. Activos por derecho de uso**

La Empresa arrienda principalmente equipos de cómputo. Los arrendamientos se ejecutan por un período de 3 y 4 años.

<i>En miles de soles</i>	Equipos de computo	Total
Balance al 1 de enero	1,011	1,011
Incorporación de activos por derecho de uso	1,055	1,055
Cargo por depreciación del año	(289)	(289)
	1,777	1,777

Importe reconocido en resultados:

<i>En miles de soles</i>	2019
2019- Arrendamientos bajo NIIF 16	
Gasto por depreciación de activos por derecho de uso	289
Gasto por intereses por pasivos por derecho de uso	15
Gastos relacionados con arrendamientos a corto plazo	1,168
	1,472

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

El gasto por depreciación por los años terminados el 31 de diciembre de 2019 y de 2018, se ha distribuido en el estado de resultados integrales como sigue:

<i>En miles de soles</i>	Nota	2019
Gastos de administración	25	289
		107

ii. Activos fijos arrendados (Clasificados como arrendamientos financieros bajo la NIC 17)

El rubro propiedad, planta y equipo incluye activos adquiridos a través de contratos de arrendamiento financiero. Al 31 de diciembre de 2018, el costo y la correspondiente depreciación acumulada de estos activos corresponden a:

<i>En miles de soles</i>	2018		
	Costo	Depreciación acumulada	Importe en libros
Unidades de transporte	899	(112)	787
Equipos diversos	256	(32)	224
	1,155	(144)	1,011

F. Seguros

La Empresa mantiene seguros vigentes sobre sus principales activos, de conformidad con las políticas establecidas por la Gerencia. En opinión de la Gerencia, sus políticas de seguros son consistentes con la práctica internacional en la industria.

G. Gasto por depreciación

Los gastos de depreciación han sido distribuidos de la siguiente forma:

<i>En miles de soles</i>	Nota	2019	2018
Costo del servicio de actividades ordinarias	23	19,377	19,124
Gastos de administración	24	3,771	3,974
Gastos de venta	25	329	276
		23,478	23,374

H. Pérdida por deterioro

La Gerencia efectuó una evaluación sobre el estado de uso de sus propiedades, planta y equipo, y no ha encontrado indicios de deterioro en el valor de los mismos.

I. Activos totalmente depreciados

Al 31 de diciembre de 2019, la Empresa tiene activos totalmente depreciados pero en uso por miles de S/ 99,187.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

13. Activos Intangibles

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	Costos de desarrollo	Total
Costo			
Saldo al 1 de enero de 2018		12,302	12,302
Adiciones		261	261
Transferencias de propiedades, planta y equipo (a)	12	2,222	2,222
Saldo al 31 de diciembre de 2018		14,785	14,785
Saldo al 1 de enero de 2019		14,785	14,785
Adiciones		574	574
Saldo al 31 de diciembre de 2019		15,359	15,359
Amortización acumulada			
Saldo al 1 de enero de 2018		10,445	10,445
Amortización		2,539	2,539
Saldo al 31 de diciembre de 2018		12,984	12,984
Saldo al 1 de enero de 2019		12,984	12,984
Amortización		526	526
Saldo al 31 de diciembre de 2019		13,510	13,510
Importes en libros			
Al 31 de diciembre de 2018		1,800	1,800
Al 31 de diciembre de 2019		1,849	1,849

(a) Corresponden, principalmente, a estudios de factibilidad para la ejecución de nuevos Proyectos de Inversión que datan desde el año 2015.

(b) El gasto de amortización ha sido distribuido de la siguiente forma:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2019	2018
Costo del servicio de actividades ordinarias	23	190	469
Gastos de administración	24	180	617
Gastos de venta	25	156	38
		526	1,124

(c) Al 31 de diciembre de 2019 y de 2018, la Gerencia de la Empresa efectuó una evaluación sobre el estado de uso de sus intangibles, no encontrando indicios de deterioro en dichos activos.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

14. Préstamos y Obligaciones

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2019	2018
Parte corriente			
Pagarés		25,266	26,837
Préstamo de accionista	31.C	8,906	4,036
Otras obligaciones financieras		637	740
Pasivos por arrendamiento (2018: pasivos por arrendamiento financiero)		45	46
		34,854	31,659
Parte no corriente			
Préstamo de accionista	31.C	80,935	94,291
Pasivos por arrendamiento (2018: pasivos por arrendamiento financiero)		2,013	1,003
		82,948	95,294

A. Pagarés

<i>En miles de soles</i>	Moneda de origen	Tasa anual %	Fecha de vencimiento	Importe original		Saldo total	
				2019	2018	2019	2018
BBVA Banco Continental S.A.	S/	4.03	22/04/2020	8,000	7,000	2,703	1,348
BBVA Banco Continental S.A.	S/	4.48	27/04/2020	8,000	8,000	2,707	1,236
BBVA Banco Continental S.A.	S/	3.47	28/09/2020	5,900	-	4,444	-
BBVA Banco Continental S.A.	S/	2.99	30/12/2020	8,000	-	8,000	-
Banco Interbank	S/	3.17	23/01/2019	-	8,000	-	2,362
Banco Interbank	S/	3.14	23/02/2019	-	8,000	-	1,180
Banco Scotiabank S.A.A.	S/	3.90	24/07/2020	8,000	2,800	4,705	2,283
Banco Scotiabank S.A.A.	S/	3.35	1/07/2019	-	4,500	-	6,786
Banco Scotiabank S.A.A.	S/	3.90	30/11/2019	-	5,600	-	5,142
Banco de Crédito del Perú	S/	4.05	09/04/2020	8,000	6,500	2,667	6,500
				45,900	50,400	25,266	26,837

Los pagarés bancarios están denominados en soles y han sido obtenidos, principalmente, para capital de trabajo y financiamiento de los planes de inversión de la Empresa, no tienen garantías específicas, restricciones para su utilización, ni condiciones que la Empresa deba cumplir.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

B. Pasivos por derecho de uso

A continuación, se detallan los importes en libros de los pasivos por derecho de uso y los movimientos durante el período:

<i>En miles de soles</i>	Nota	2019
Balance al 1 de enero	5.A	1,049
Adiciones (Pasivos por derecho de uso)		1,055
Intereses devengados		59
Pagos por derecho de uso		(112)
Diferencia en cambio		7
	14	2,058
Corriente		45
No corriente		2,013
		2,058

Los pasivos por arrendamiento se pagaron de la siguiente manera:

<i>En miles de soles</i>	2018		
	Pagos mínimos futuros de arrendamiento	Intereses	Valor presente de los pagos mínimos de arrendamiento
Entre uno y cinco años	1,291	242	1,049
	1,291	242	1,049

C. Conciliación del movimiento de obligaciones financieras con el flujo de efectivo derivado de las actividades de financiación

<i>En miles de soles</i>	Pasivos		Patrimonio	
	Préstamos y obligaciones	Cuentas por pagar MEM	Resultados acumulados	Total
Saldo al 1 de enero de 2018	139,063	69,228	7,116	215,407
Cambios por flujos de efectivo de financiamiento				
Pago de préstamos de partes relacionadas	(14,182)	-	-	(14,182)
Pagos procedentes recibidos de FONAFE	(48,074)	-	-	(48,074)
Préstamos recibidos	50,400	-	-	50,400
Aporte dinerario MEM	-	30,092	-	30,092
Devolución dinerario al MEM	-	(4,546)	-	(4,546)
Total cambio por flujos de efectivo de financiamiento	(11,856)	25,546	-	13,690
Otros cambios relacionados con pasivos				
Otros intereses por pagar	(254)	-	-	(254)
Total otros cambios relacionados con pasivos	(254)	-	-	(254)
Total otros cambios relacionados con patrimonio	-	-	25,630	25,630
Saldo al 31 de diciembre de 2018	126,953	94,774	23,708	254,473

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

<i>En miles de soles</i>	Pasivos		Patrimonio	
	Préstamos y obligaciones	Cuentas por pagar MEM	Resultados acumulados	Total
Saldo al 1 de enero de 2019	126,953	94,774	23,708	245,435
Cambios por flujos de efectivo de financiamiento				
Pagos procedentes recibidos de FONAFE	(8,486)	-	-	(8,486)
Préstamos recibidos	45,900	-	-	45,900
Pago de préstamos bancarios	(47,574)	-	-	(47,574)
Pago de arrendamiento	(112)	-	-	(112)
Pago de dividendos	-	-	(14,936)	(14,936)
Total cambio por flujos de efectivo de financiamiento	(10,272)	-	(14,936)	(25,208)
Total otros cambios relacionados con pasivos	1,121	-	-	1,121
Total otros cambios relacionados con patrimonio (Resultado del período, reserva legal y otros)	-	-	16,980	16,980
Saldo al 31 de diciembre de 2019	117,802	94,774	25,752	238,328

15. Cuentas por Pagar Comerciales

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	Nota	2019	2018
Facturas por pagar			
▪ Terceros		11,481	14,219
▪ Partes relacionadas	31.C	11,325	9,191
Facturas por emitir			
▪ Compra de energía		11,070	10,201
▪ Compra de bienes y servicios		2,171	1,400
		36,047	35,011

Las cuentas por pagar comerciales, se originan principalmente por adquisición de energía, suministros y contratistas ejecutores de proyectos de inversión. Están denominadas principalmente en moneda nacional, tienen vencimiento corriente, no generan intereses y no tienen garantías específicas, excepto por la garantías recibidas por los contratistas (cartas fianzas).

16. Otras Cuentas por Pagar

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	Nota	2019	2018
Parte corriente			
Partes relacionadas	31.C	11,929	18,033
Aporte Ley Electrificación Rural N° 28749 (a)		2,076	2,646
Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos – NTCSE (b)		17,013	11,416
Impuesto general a la ventas		1,382	1,963
Impuesto a la renta de tercera categoría		3,939	1,167
Depósitos en garantía (c)		4,230	1,458
Estimación de impuestos (CINIIF 23)		2,565	-
Otros		5,293	2,044
		48,427	38,727
Parte no corriente			
Estimación de impuestos (CINIIF 23)		7,331	-
Transferencias recibidas del MEM (d)		94,774	94,774
		102,105	94,774

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

- (a) Corresponde a los aportes facturados a los usuarios ubicados en zonas rurales y sirve para el financiamiento de las obras de electrificación rural, así como la compensación a las empresas de distribución eléctrica que tienen gran cantidad de clientes en zonas rurales, localidades aisladas y fronteras del país, tal y como lo establece la Ley N° 28749 - Ley de electrificación rural.
- (b) Corresponde a la provisión que realiza la Empresa en aplicación del Decreto Supremo N° 020-97-EM, Normativa Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, cuyo objetivo es establecer los niveles mínimos de calidad de los servicios, a fin de cubrir interrupciones de energía inesperadas y programadas pendiente de pago.
- (c) Corresponden a pagos a cuenta de los usuarios, por sus recibos de energía, los mismos que se aplican cuando cancelan la totalidad del recibo.
- (d) Corresponde transferencias de recursos financieros del Ministerio de Energía y Minas (MEM) destinados a ejecutar diversos proyectos y a implementar mejoras de obras ejecutadas por la DGER:

<i>En miles de soles</i>	2019
Proyecto	
Mejoras en las instalaciones eléctricas de los proyectos ejecutados por la DGER: SER Chota-Santa Cruz-Bambamarca I Etapa, Ser Chota-Santa Cruz. Bambamarca II Etapa. SER Chota- Santa Cruz-Bambamarca III Etapa, Ser Chota-Santa Cruz-Bambamarca IV Etapa-Fase III, Ser Chota-Santa Cruz-Bambamarca V Etapa	4,495
Mejoras en las instalaciones eléctricas de (14) proyectos de electrificación rural	809
Instalación del Afianzamiento del Suministro a los Sistemas Eléctricos Rurales de las provincias de Chota, Cutervo, Hualgayoc y Santa Cruz, Departamento de Cajamarca	18,644
Confiabilidad, Seguridad y Calidad con suministros y Montaje de reguladores de tensión, reconectadores, interruptores, aéreos, seccionalizadores, pararrayos, para los sistemas Eléctricos de Electronorte S.A.	18,874
Instalación del Sistema eléctrico de 28 pueblos, Distrito de Niepos-San Miguel Cajamarca	21,759
Ampliación de la electrificación de comunidades rurales de Huambos, distrito de Huambos-Chota-Cajamarca	29,168
Ampliación de redes en media y baja tensión para la ampliación del caserío Trapiche Bronce, del distrito de Pacora, provincia y departamento de Lambayeque	501
Creación del servicio de energía eléctrica del caserío Rama Serquén del distrito de Ferreñafe, provincia de Ferreñafe, departamento de Lambayeque	424
	94,774

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

17. Beneficios a los Empleados

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	2019	2018
Parte corriente		
Beneficios a corto plazo		
Participaciones de los trabajadores en las utilidades	3,037	2,378
Bono de desempeño (a)	2,270	2,093
Vacaciones	1,246	1,093
Otros conceptos remunerativos	204	406
Beneficios por terminación		
Compensación por tiempo de servicios	235	240
Plan de beneficios definidos		
Pensiones de jubilación Ley N° 20530 (b)	194	194
Otros beneficios a corto plazo		
Bonificación por tiempo de servicio (c)	46	46
	7,232	6,450
Parte no corriente		
Plan de beneficios definidos		
Pensiones de jubilación Ley N° 20530 (b)	2,065	1,760
Otros beneficios a largo plazo		
Bonificación por tiempo de servicio (c)	1,176	429
	3,241	2,189

- (a) Corresponde a la provisión de un bono para sus trabajadores sobre la base del cumplimiento de indicadores y metas establecidas en el Convenio de Gestión suscrito entre la Empresa y FONAFE.
- (b) La obligación por Pensiones de Jubilación corresponde a la estimación efectuada de acuerdo a las disposiciones contenidas en el Decreto Supremo N° 026-2003-EF del 28 de febrero de 2003. Mensualmente esta provisión es reducida por los pagos de planilla efectuados a los pensionistas y al final de año es ajustado de acuerdo al cálculo actuarial efectuado por la Oficina de Normalización Provisional (ONP).

Movimiento en el pasivo por el Plan de beneficios definidos

La tabla a continuación muestra la conciliación entre los saldos iniciales y los saldos finales del pasivo por el Plan de beneficios definidos.

<i>En miles de soles</i>	2019	2018
Saldo inicial	1,954	1,971
Incluido en el resultado del período		
Costo del servicio presente	522	139
Beneficios pagados	(364)	(213)
Gastos (ingresos) por intereses	147	57
	2,259	1,954

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

Supuestos actuariales

- Las tablas de mortalidad que se utilizan en los cálculos actuariales, son las tablas peruanas aprobadas por la SBS mediante RM N° 757-2006-EF/15 y modificadas mediante RM N° 146-2007-EF/15 y las tablas de mortalidad chilenas aprobadas mediante Resolución N° 309-93-SBS, definidas como:
 - SP-2005 cuando se trata de titular.
 - SP-2005 cuando se trata de beneficiarios.
 - MI-85-H y MI-85-M cuando se trata de una persona inválida, sea éste hombre o mujer, respectivamente.
 - El cálculo de las reservas pensionarias para pensionistas y/o probables contingencias ha sido realizado con un monto máximo de pensión equivalente a 2 (dos) Unidades Impositivas Tributarias (UIT).
 - La tasa de descuento utilizada es del 4.67%.
- (c) De acuerdo al Acta de Solución del Convenio colectivo del año 2012, la Empresa acordó otorgar cada 5 años de servicio una bonificación por tiempo de servicios de la siguiente manera:

Al cumplir	Sobre la remuneración básica
Cinco (5) años	25%
Diez (10) años	50%
Quince (15) años	75%
Veinte (20) años	100%
Veinticinco (25) años	125%
Treinta (30) años a más quinquenios	150%

18. Ingresos Diferidos

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	2019	2018
Parte corriente		
Subvenciones del Gobierno		
Obras de Electrificación Rural - MEM (a)	3,335	3,335
Subsidios de FONCUR - DGER (b)	675	675
Otros		
Costo de reposición de medidores	341	383
	4,351	4,393
Parte no corriente		
Subvenciones del Gobierno		
Obras de Electrificación Rural - MEM (a)	80,597	82,985
Subsidios de FONCUR - DGER (b)	9,148	10,872
Otros		
Costo de reposición de medidores	-	2,824
	89,745	96,681

- (a) Las obras de electrificación rural corresponden a las transferencias recibidas por parte del MEM.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

- (b) Corresponde a los subsidios otorgados por la Dirección General de Electrificación Rural (DGER) a través de los Fondos Concursables (FONCUR), para la ejecución de obras de electrificación rural. Para la ejecución de estas obras, el Estado subsidia aproximadamente el 80% y la Empresa asume el 20%.

El movimiento de los subsidios de Obras de Electrificación y de FONCUR de los años 2019 y 2018, se muestra a continuación:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2019	2018
Saldo inicial		97,867	101,877
Amortizaciones (a)	30	(4,012)	(4,010)
Saldo final		93,855	97,867

- (a) Las amortizaciones corresponden a las transferencias a otros ingresos por la depreciación de los subsidios de obras de Electrificación Rural y de las obras de FONCUR.

Las subvenciones del gobierno, reconocidas como ingreso diferido, están siendo amortizadas durante la vida útil del activo subyacente.

19. Provisiones

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	2019	2018
Contingencias laborales (a)	1,474	838
Contingencias OSINERGMIN (b)	838	618
Contingencias civiles	45	62
Contingencias arbitrales	80	79
Contingencias administrativas	258	310
	2,695	1,907

- (a) Corresponde a los montos estimados de las pretensiones de juicios calificados como probables. La Empresa ha recibido, desde años anteriores, demandas de ex trabajadores, personal tercerizado y otros quienes solicitan actualización de remuneraciones y beneficios salariales, incorporación en las nóminas de La Empresa y otras pretensiones que se vienen litigando en el fuero correspondiente. La variación se debe al estado actual de los procesos judiciales que ha permitido recalificar las contingencias laborales, debido a la variación del grado de contingencia de probable a posible, por existir pronunciamientos judiciales de Sala que anulan las sentencias judiciales que ordenan pagos; y al número de procesos concluidos y cancelados en el período.
- (b) Corresponden a multas impuestas por OSINERGMIN a la Empresa en años anteriores, las cuales se encuentran en proceso de reclamación. La variación se debe al estado actual de los procedimientos administrativos; y al número de procedimientos concluidos y cancelados en el período.

En opinión de la Gerencia de la Empresa y de sus asesores legales, excepto por lo mencionado anteriormente, no existen juicios ni demandas importantes pendientes de resolver, u otras contingencias probables en contra de la Empresa al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

El movimiento de las provisiones fue como sigue:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2019	2018
Saldos iniciales		1,907	4,937
Adiciones		2,100	527
Pagos		(835)	(3,181)
Recuperos	30	(477)	(376)
Saldos finales		2,695	1,907

Las adiciones del año se encuentran distribuidos de la siguiente forma:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2019	2018
Gastos de administración	24	57	46
Gastos de ventas	25	2,043	481
Saldos finales		2,100	527

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

20. Pasivo por Impuestos Diferidos

A continuación se presenta el movimiento del activo por impuesto a las ganancias diferido:

<i>En miles de soles</i>	Al 1 de enero de 2018	Resultado del período	Al 31 de diciembre de 2018	Resultado del período	Al 31 de diciembre de 2019
Activo diferido					
Estimación por deterioro de cuentas por cobrar	680	1,448	3,291	394	3,685
Desvalorización de inventarios	68	54	122	200	322
Depreciación de Propiedad, planta y equipo	380	152	532	264	796
Provisión por vacaciones	416	(93)	323	45	368
Interés de contribuciones reembolsables	-	-	-	-	-
Provisión de quinquenio	104	37	141	259	400
Pensiones de jubilación	582	(5)	577	89	666
Provisión por litigios	972	(592)	380	168	548
Otros	309	408	717	62	779
Total activo diferido	3,511	1,409	6,083	1,482	7,565
Pasivo diferido					
Diferencia en tasas de depreciación	4,998	338	5,336	355	5,691
Costo de los intereses activados	4,625	(32)	4,593	539	5,132
Mayor valor de activos fijos	1,844	-	1,844	1	1,843
Total pasivo diferido	11,467	306	11,773	893	12,666
Pasivo diferido, neto	7,956	(1,103)	5,690	589	5,101

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

21. Patrimonio

A. Capital

Al 31 de diciembre de 2019 y de 2018, el capital está representado por 345,923,892 acciones comunes (339,522,951 al 31 de diciembre de 2018) de S/ 1.00 de valor nominal cada una, autorizadas, emitidas y pagadas pertenecientes al Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado - FONAFE con 345,914,024 acciones y a accionistas privados con 9,868 acciones.

El capital social está compuesto por:

- i. 138,371,815 acciones clase "A" que representan 40% del capital (135,811,324 acciones que representaron 40% al 2018);
- ii. 138,325,807 acciones clase "B" que representan el 39.99027% del capital (135,766,034 acciones que representaron 39.99027% al 2018);
- iii. 30,496 acciones clase "C" que representan el 0.008816% del capital (29,932 acciones que representaron 0.008816% al 2018);
- iv. 69,185,906 acciones clase "D" que representan el 20% del capital (67,905,660 acciones representaron 20% al 2018);
- v. 9,868 acciones minoritarios privados clase "B" que representan el 0.0045% del capital (9,868 acciones que representan el 0.0045% al 2018).

Las acciones clase "A", "B", "C" y "D" otorgan a sus titulares iguales derechos.

En Sesión de Directorio N° 11-2018 realizada el 20 de junio de 2018 se aprobó el aumento del capital social en miles de S/ 6,405 por capitalización de las utilidades distribuibles, acordado en Junta de Accionistas del 2 de abril de 2018.

En Sesión de Directorio N° 23-2019 realizada el 12 de diciembre de 2019 se aprobó el aumento del capital social en miles de S/ 6,401 por capitalización de las utilidades distribuibles, acordado en Junta de Accionistas del 28 de marzo de 2019.

B. Capital adicional

Comprende los aportes en bienes recibidos del FONAFE, de acuerdo con la Ley N° 27170 – Ley del Fondo Nacional del Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado – FONAFE, que son bienes entregados por entidades públicas y constituyen aportes del Estado para aumentar el capital social de la empresa, después de cumplir las formalidades de ley.

C. Reserva legal

Según lo dispone la Ley General de Sociedades, se requiere que un mínimo del 10% de la utilidad distribuible de cada ejercicio, deducido el impuesto a las ganancias, se transfiera a una reserva legal hasta que ésta alcance el 20% del capital. La reserva legal puede compensar pérdidas o puede ser capitalizada, existiendo en ambos casos la obligación de reponerla.

En Junta General de Accionistas de fecha 28 de marzo de 2019 y de fecha 2 de abril de 2018, se aprobó la detracción de la reserva legal por un importe de miles de S/ 2,371 y miles de S/ 711, correspondientes a los ejercicios 2018 y 2017, respectivamente.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

D. Resultados acumulados

La política de dividendos se sujeta a la Ley N° 27170 – Ley del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado – FONAFE, en su artículo 4° dispone que las subsidiarias del FONAFE, como la Empresa deberán transferirle automáticamente antes del 30 de abril de cada año, el total de las utilidades distribuibles obtenidas en el ejercicio anterior, sobre la base de los estados financieros auditados.

En Juntas Generales de Accionistas de fecha 28 de marzo 2019, se acordó la distribución de dividendos en efectivo por miles de S/ 14,936, importe que se pagó conforme a la política de dividendos aprobada, es decir, dentro del plazo de treinta (30) días calendarios siguientes a la fecha de realización de la Junta Obligatoria Anual de Accionistas.

22. Ingresos de Actividades Ordinarias

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2019	2018
Ingresos por distribución de energía			
Venta de energía (a)			
▪ Terceros		328,970	312,967
▪ Partes relacionadas	31.C	760	735
Alumbrado público (a)		17,498	16,970
Cargo fijo (a)		15,889	15,357
Venta de energía – FOSE (b)		3,604	3,111
Venta de energía - Ley N° 28832 (c)		3,806	3,190
Recupero de energía		781	531
		371,308	352,861
Servicios complementarios (d)			
Peaje y uso de sistema de transmisión		8,258	4,675
Costo de conexión, acometidas y accesorios		4,543	4,442
Fondo de mantenimiento y reposición		4,861	4,138
Corte de servicio, reconexión y reinstalación		735	1,298
Medidores		26	16
		18,423	14,569
		389,731	367,430

- (a) La venta de energía, el alumbrado público y el cargo fijo, son conceptos regulados por el OSINERGMIN y se facturan a los usuarios en base a las lecturas de los consumos de energía eléctrica en forma mensual.
- (b) Mediante la Ley N° 27510, se creó el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE), como un sistema de subsidio cruzado cuyo objetivo principal es favorecer a los consumidores eléctricos de menores ingresos.
- (c) La ley N° 28832, se creó con el objeto de asegurar la suficiencia de generación eficiente que reduzca la exposición del sistema eléctrico a la volatilidad de precios y a los riesgos de racionamiento prolongado por falta de energía; asegurando al consumidor final una tarifa eléctrica más competitiva, así mismo introduce un mecanismo de compensación entre el SEIN y los Sistemas Aislados para que los Precios en Barra de estos últimos incorporen los beneficios.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

- (d) Los servicios complementarios, corresponden a ingresos por las actividades conexas relacionadas a la actividad principal. Estos ingresos principalmente son por peajes cobrados a los generadores por el uso de su línea de transmisión, conexiones nuevas por la incorporación de nuevos clientes, por el fondo de mantenimiento y reposición que es un concepto regulado, entre otros.

23. Costo del Servicio de Actividades Ordinarias

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2019	2018
Compra de energía y potencia			
▪ Terceros		119,547	118,458
▪ Partes relacionadas	31.C	107,242	102,469
Depreciación	12.G	19,377	19,124
Gastos de personal	27	14,413	11,655
Servicios prestados por terceros	26	10,050	8,688
Uso de sistema de transmisión		8,345	6,604
Cargas diversas de gestión		6,609	5,277
Suministros diversos		4,004	1,608
Contrato de administración con ADINELSA	31.C	1,871	1,541
Amortización	13	190	469
Otras		1,044	179
		292,662	276,072

24. Gastos de Administración

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2019	2018
Servicios prestados por terceros	26	7,383	9,278
Gastos de personal	27	7,863	7,831
Depreciación	12.G	3,771	3,974
Provisiones contingencias judiciales	19	57	46
Amortización	13	180	617
Tributos		428	236
Deterioro de inventarios	11	688	212
Otros		433	2,208
		20,803	24,402

25. Gastos de Venta

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2019	2018
Servicios prestados por terceros	26	20,764	15,559
Gastos de personal	27	6,897	6,711
Suministros y repuestos		1,433	1,924
Tributos		4,266	4,107
Otros gastos diversos de gestión		509	5,204
Provisiones contingencias judiciales	19	2,043	481
Estimación de deterioro por otras cuentas por cobrar	10	-	860
Depreciación	12.G	329	276
Amortización	13	156	38
		36,397	35,160

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

26. Servicios Prestados por Terceros

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	2019	2018
Servicios de contratistas	21,513	17,577
Mantenimiento y reparación	6,171	5,066
Partes relacionadas	2,947	3,118
Asesorías y consultorías	2,553	1,747
Alquileres	1,815	1,648
Servicios básicos	1,026	1,076
Gastos de viaje	1,180	808
Intermediación laboral	106	582
Otros	886	1,903
	38,197	33,525

A continuación se presenta la distribución de servicios prestados por terceros:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2019	2018
Costo del servicio de actividades ordinarias	23	10,050	8,688
Gastos de administración	24	7,383	9,278
Gastos de venta	25	20,764	15,559
		38,197	33,525

27. Gastos de Personal

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	2019	2018
Remuneraciones	11,205	10,222
Bonificaciones	4,216	4,408
Participación de los trabajadores	2,714	2,378
Gratificaciones	2,309	2,062
Compensación por tiempo de servicios	1,436	1,273
Seguridad y previsión social	2,717	1,262
Horas extras	1,256	1,103
Vacaciones	1,121	735
Asignaciones	497	514
Otros gastos de personal	1,702	2,240
	29,173	26,197

A continuación se presenta la distribución del gasto de personal:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2019	2018
Costo del servicio de actividades ordinarias	23	14,413	11,655
Gastos de administración	24	7,863	7,831
Gastos de venta	25	6,897	6,711
		29,173	26,197

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

28. Ingresos Financieros

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2019	2018
Intereses sobre depósitos bancarios y otros		3,242	3,185
Intereses y recargos por mora	9(c)	1,981	1,765
		5,223	4,950

29. Gastos Financieros

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2019	2018
Intereses por préstamos recibidos de FONAFE		1,944	3,346
Intereses por ADINELSA	31.C	421	1,281
Intereses de obligaciones financieras		1,054	288
Intereses por contribuciones reembolsables		32	115
Otros gastos financieros		93	-
		3,544	5,030

30. Otros Ingresos

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	<i>Nota</i>	2019	2018
Amortización de subsidios	18	4,012	4,010
Alquileres de redes		2,002	2,083
Penalizaciones y moras		1,058	686
Ingresos por seguros		238	594
Compensaciones		7	102
Recupero de provisiones	19	477	376
Otros ingresos		2,204	2,316
		9,998	10,167

31. Partes Relacionadas**A. Controladora y controladora principal**

Durante 2018, la parte mayoritaria de las acciones de la Empresa corresponden al Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado – FONAFE.

B. Transacciones con personal clave de la gerencia**i. Compensación recibida por el personal clave de la gerencia**

La compensación recibida por el personal clave incluye a los Directores y personal gerencial, la cual se compone de lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	2019	2018
Gerentes corporativos		
Beneficios a corto plazo	2,103	1,554
Gerentes regionales		
Beneficios a corto plazo	880	1,150
	2,983	2,704

La compensación del personal clave de la gerencia incluye sueldos y bonificaciones.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

C. Transacciones con empresas relacionadas

Comprende lo siguiente:

<i>En miles de soles</i>	Valor de transacción para el año terminado el 31 de diciembre (nota 22)		Saldo pendiente de cuentas por cobrar comerciales al 31 de diciembre (nota 9)	
	2019	2018	2019	2018
Venta de energía				
Corporación Peruana de Aeropuerto y Aviación Comercial S.A.	116	116	10	12
Servicios Postales del Perú S.A.	30	30	4	3
Banco de Materiales S.A.C.	2	2	-	-
Banco de la Nación	612	587	61	60
	760	735	75	75

<i>En miles de soles</i>	Valor de transacción para el año terminado el 31 de diciembre (nota 23)		Saldo pendiente de cuentas por pagar comerciales al 31 de diciembre (nota 15)	
	2019	2018	2019	2018
Compra de energía				
Empresa de Electricidad del Perú S.A.	107,242	97,191	11,068	8,555
Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A.	-	5,240	39	598
Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Oriente S.A.	-	38	218	38
	107,242	102,469	11,325	9,191

<i>En miles de soles</i>	Valor de transacción para el año terminado el 31 de diciembre		Saldo pendiente de otras cuenta por cobrar al 31 de diciembre (nota 10)	
	2019	2018	2019	2018
Contrato de opción				
Empresa de Electricidad del Perú S.A.	1,694	1,856	1,065	2,190
	1,694	1,856	1,065	2,190
Otros ingresos				
Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Oriente S.A.	2,598	1,133	218	456
Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad – Electronoroeste S.A.	58	197	38	57
Empresa de Electricidad del Perú S.A.	-	-	629	629
Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A.	35	42	118	104
Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electro Norte Medio S.A.– Hidrandina S.A.	78	925	52	29
Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. – ADINELSA (b)	-	-	56	56
	2,769	2,297	1,111	1,331
	4,463	4,153	2,176	3,521

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

<i>En miles de soles</i>	Valor de transacción para el año terminado el 31 de diciembre		Saldo pendiente de otras cuenta por pagar al 31 de diciembre (nota 16)	
	2019	2018	2019	2018
Gastos de intereses				
Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. – ADINELSA (a)	421	6,036	-	6,036
	421	6,036	-	6,036
Contrato de administración				
Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. – ADINELSA (b)	1,871	1,541	9,124	8,925
	1,871	1,541	9,124	8,925
Otros gastos				
Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A.	53	319	12	9
Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A.	109	176	-	-
Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A. - Etecen S.A. en Liquidación	-	-	475	984
Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electro Norte Medio S.A.– Hidrandina S.A.	3,167	3,167	930	818
Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Oriente S.A.	2,641	1,643	714	535
Banco de la Nación	376	270	600	523
Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad – Electronoroeste S.A.	60	168	11	45
Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A.	5	18	5	11
Otros	-	35	58	147
	6,411	5,796	2,805	3,072
	8,703	13,373	11,929	18,033

<i>En miles de soles</i>	Valor de transacción para el año terminado el 31 de diciembre		Saldo pendiente de otras cuenta por pagar al 31 de diciembre (nota 14)	
	2019	2018	2019	2018
Préstamos				
Parte corriente				
FONAFE (c)	6,678	5,806	8,906	4,036
Parte no corriente				
FONAFE (c)	-	-	80,935	94,291
	6,678	5,806	89,841	98,327

- (a) Desde el año 2012, la Empresa y ADINELSA tenían una controversia relacionada al pago de intereses devengados por una supuesta demora en la cancelación de las transferencias correspondientes a las liquidaciones comerciales por el servicio de administración de Infraestructura Eléctrica, correspondiente al período comprendido entre 1998 y 2012. En este sentido ADINELSA solicitaba a la Empresa el pago de miles de S/ 2,215, sin embargo la Empresa pretendía pagar S/ 717. Este caso fue llevado al Comité Especial de Controversias del FONAFE, cuya decisión final es de cumplimiento obligatorio en el marco de los señalado en el Artículo 8 del Decreto Legislativo N° 1031 “Decreto Legislativo que promueve la eficiencia de la Actividad Empresarial del Estado”.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

Con fecha 6 de diciembre de 2018, el Comité Especial de Controversias en la sesión del 26 de noviembre de 2018, resolvió el caso instruyendo a la Empresa pagar a ADINELSA la deuda materia de la controversia, conforme a los siguientes criterios:

Concepto	Criterio
Capital	El monto de los saldos pendientes solicitado por ADINELSA.
Fecha de constitución en mora	Intereses moratorios a partir del 12 de julio de 2012. Los intereses se generarán hasta el día del pago de efectivo.
Tasa de interés aplicable	TAMN (Tasa Activa en Moneda Nacional) promedio publicada por la Superintendencia de Banco y Seguro.

En este sentido, la deuda materia de controversia al 31 de diciembre de 2018, ascendía a S/ 6,036, de los cuales miles de S/ 4,755 se encontraban registrados en los gastos de venta y miles de S/ 1,281 en los gastos financieros, del estado de resultados y otros resultados integrales. En el mes de julio de 2019 se canceló la deuda en su totalidad.

- (b) Corresponde al Fondo de Reposición de acuerdo a contrato de Administración con ADINELSA (nota 1.C.iv).
- (c) Al 31 de diciembre 2019 y de 2018, corresponde a dos préstamos recibidos de FONAFE en soles por aproximadamente S/ 66,133,900 y S/ 40,000,000 con plazos de vigencia de 2, 3, 10 y 15 años y a una tasa efectiva anual de 4.95% y cuotas trimestrales fijas; respectivamente.

La finalidad de dichos préstamos es ser utilizados para el financiamiento de proyectos de inversión y capital de trabajo.

32. Situación Tributaria

Tasas impositivas

- A. La Empresa está sujeta al régimen tributario peruano. Al 31 de diciembre de 2019 y de 2018, la tasa del Impuesto a la Renta Corporativa es de 29.5% sobre la renta neta imponible determinada por la Empresa.

Mediante Decreto Legislativo N° 1261, publicado el 10 de diciembre de 2016 y vigente a partir del 1 de enero de 2017, se modificó a 29.5% la tasa aplicable a las rentas corporativas.

Las tasas aplicables al Impuesto a la Renta Corporativo de los últimos ejercicios gravables son las siguientes:

Hasta el ejercicio 2014	30.0%
Para los ejercicios 2015 y 2016	28.0%
Para el ejercicio 2017 en adelante	29.5%

El referido Decreto estableció además la modificación de la tasa del Impuesto a la Renta aplicable a la distribución de dividendos y cualquier otra forma de distribución de utilidades a 5%, esto para las utilidades que se generen y distribuyan a partir del 1 de enero de 2017.

Para el ejercicio 2018 y 2017, la tasa del Impuesto a la Renta para la distribución de dividendos y cualquier otra forma de distribución de utilidades aplicable a las personas jurídicas no domiciliadas en Perú y las personas naturales es de 5% y 6.8%, respectivamente.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

Las tasas aplicables al Impuesto a la Renta a los dividendos de los últimos ejercicios gravables son las siguientes:

Hasta el ejercicio 2014	4.1%
Para los ejercicios 2015 y 2016	6.8%
Para el ejercicio 2017 en adelante	5.0%

Se presumirá, sin admitir prueba en contrario, que la distribución de dividendos o de cualquier otra forma de distribución de utilidades que se efectúe corresponde a los resultados acumulados u otros conceptos susceptibles de generar dividendos gravados, más antiguos.

- B. De acuerdo a la legislación tributaria vigente en Perú, los sujetos no domiciliados tributan sólo por sus rentas de fuente peruana. Así, en términos generales las rentas obtenidas por sujetos no domiciliados por servicios prestados en nuestro país se encontrarán gravadas con el Impuesto a la Renta con una tasa de 30% sobre base bruta, esto en tanto no corresponda la aplicación de un Convenio para Evitar la Doble Imposición (CDI). Al respecto, actualmente Perú ha suscrito CDIs con la Comunidad Andina, Chile, Canadá, Brasil, Portugal, Suiza, México y Corea del Sur.

Para efectos de los servicios de asistencia técnica o servicios digitales prestados por sujetos no domiciliados en favor de sujetos domiciliados resultará indistinto el lugar de prestación de los mismos y en todos los casos se encontrará gravado con el Impuesto a Renta con una tasa de 15% y 30% sobre base bruta, respectivamente. La tasa aplicable a los servicios de asistencia técnica será de 15%, siempre que se cumpla con los requisitos señalados en la Ley del Impuesto a la Renta. Como se indicó en el párrafo anterior, la tasa de retención en estos casos puede variar o incluso puede resultar inaplicable la retención en caso se recurra a las disposiciones de un CDI vigente.

Determinación del Impuesto a las Ganancias

- C. La Empresa al calcular su materia imponible por el año terminado el 31 de diciembre de 2019 y de 2018 ha determinado un impuesto a las ganancias corriente por miles de S/ 17,020 y miles de S/ 13,331, respectivamente.

El gasto por impuestos a las ganancias comprende:

<i>En miles de soles</i>	2019	2018
Corriente	17,020	13,331
Diferido	(589)	(1,103)
	16,431	12,228

La conciliación de la tasa efectiva del impuesto a las ganancias con la tasa tributaria es como sigue:

<i>En miles de soles</i>	2019		2018	
Utilidad antes del impuesto	52,079	100.00%	40,131	100.00%
Impuesto a las ganancias (teórico)	15,363	29.50%	11,839	29.50%
Diferencias permanentes	(589)	(1.13%)	389	0.94%
Impuesto a las ganancias corriente y diferido registrado según tasa efectiva	14,774	28.36%	12,228	30.44%

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

Impuesto temporal a los activos netos

- D. La Empresa está afecta al Impuesto Temporal a los Activos Netos, cuya base imponible está constituida por el valor de los activos netos ajustados al cierre del ejercicio anterior al que corresponda el pago, deducidas las depreciaciones, amortizaciones, el encaje exigible y las provisiones específicas por riesgo crediticio. La tasa del Impuesto es del 0.4% para el 2018 y 2017 aplicable al monto de los activos netos que excedan de S/ 1 millón. El citado impuesto podrá ser pagado al contado o en nueve cuotas mensuales sucesivas. El monto pagado puede ser utilizado contra los pagos a cuenta del Régimen General del Impuesto a las Rentas de los períodos tributarios de marzo a diciembre del ejercicio gravable por el cual se pagó el impuesto hasta la fecha de vencimiento de cada uno de los pagos a cuenta y contra el pago de regularización del impuesto a las ganancias del ejercicio gravable al que corresponda. De quedar un saldo remanente sin aplicar podrá ser solicitado en devolución.

Impuesto a las transacciones financieras

- E. Por los ejercicios 2019 y 2018, la tasa del Impuesto a las Transacciones Financieras ha sido fijada en 0.005% y resulta aplicable sobre los cargos y créditos en las cuentas bancarias o movimientos de fondos a través del sistema financiero, salvo que la misma se encuentre exonerada.

Revisión fiscal de la autoridad tributaria

- F. La Administración Tributaria tiene la facultad de revisar y, de ser aplicable, corregir el impuesto a la renta determinado por la Empresa en los cuatro últimos años, contados a partir del 1 de enero del año siguiente al de la presentación de la declaración jurada del impuesto correspondiente o de eventuales rectificatorias presentadas posteriormente por la Empresa. Las declaraciones juradas del impuesto a la renta de los años 2014, 2015, 2017 e inclusive 2018 están abiertas a fiscalización. Las declaraciones juradas del impuesto general a las ventas de los ejercicios comprendidos de diciembre 2014 a diciembre 2018 se encuentra pendiente de fiscalización por parte de la Administración Tributaria. Al 31 de diciembre de 2018, la Empresa se encuentra en proceso de fiscalización en relación al impuesto a la renta del año 2016.

Debido a las posibles interpretaciones que las autoridades tributarias puedan dar a las normas legales vigentes, no es posible determinar, a la fecha, si de las revisiones que se realicen resultarán o no pasivos para la Empresa, por lo que cualquier mayor impuesto o recargo que pudiera resultar de eventuales revisiones fiscales sería aplicado a los resultados del ejercicio en que éste se determine. Sin embargo, en opinión de la Gerencia de la Empresa y de sus asesores legales, cualquier eventual liquidación adicional de impuestos no sería significativa para los estados financieros al 31 de diciembre de 2019 y de 2018.

Régimen Tributario del Impuesto General a las Ventas

- G. Mediante Decreto Legislativo N° 1347, publicado el 7 de enero de 2017, se estableció la posibilidad de la reducción de un punto porcentual de la tasa del Impuesto General a las Ventas a partir del 1 de julio de 2017, siempre que se cumpla con la meta de recaudación anualizada al 31 de mayo de 2017 del Impuesto General a la Venta neto de devoluciones internas de 7.2% del PBI. Es decir, en tanto se cumpla con dicha condición la tasa del Impuesto General a las Ventas (incluido el IPM) se reducirá de 18% a 17%.

Al término del plazo previsto no se cumplió con la meta de recaudación propuesta, la tasa del Impuesto General a las Ventas se mantiene en 18%.

Incertidumbre sobre tratamiento de Impuesto a las Ganancias

- H. La Empresa en aplicación de la CINIIF 23 ha reconocido pasivos por posiciones fiscales inciertas a partir del 1 de enero de 2019 tal como se aprecia en la nota 16 a los estados financieros, debido a que no es probable que las autoridades tributarias acepten el tratamiento del impuesto a las ganancias a las pérdidas de energía (no técnicas) de los períodos 2015 al 2018, en su determinación se ha utilizado las tasas aplicables a cada uno de los ejercicios gravables.

Modificaciones tributarias de mayor relevancia vigentes a partir del 1 de enero de 2019

I. **Nuevo concepto normativo de devengo**

El Decreto Legislativo No. 1425 introdujo la definición de devengo jurídico para efectos del Impuesto a la Renta estableciendo que los ingresos en el caso de: a) transferencia de bienes se produce cuando: i) opera el cambio de control (de acuerdo a la NIIF 15); o ii) se produce la transferencia del riesgo hacia el adquirente (Teoría del Riesgo establecida en el Código Civil), lo que ocurra primero; y b) para el caso de prestación de servicios se ha establecido el grado de realización de la prestación.

El nuevo concepto jurídico de devengo resulta aplicable a los arrendatarios para efectos de establecer el tratamiento tributario del gasto asociado a los contratos de arrendamiento regulados por la NIIF 16 (i.e. arrendamiento operativo para propósitos fiscales).

El concepto materia de comentario no resultará aplicable para aquellas entidades que devenguen sus ingresos o gastos para el Impuesto a la Renta según disposiciones de naturaleza tributaria que fijen un régimen especial (sectorial) de devengo.

J. **Subcapitalización**

A partir de 2019 y hasta el 31 de diciembre de 2020 el gasto financiero generado por endeudamientos tanto entre partes independientes como relacionadas está sujeto al límite de subcapitalización de (3:1 *Debt-Equity Ratio*) calculado al cierre del ejercicio anterior. A partir del 1 de enero de 2021 los gastos financieros serán deducibles hasta el límite del 30% del EBITDA tributario (Renta Neta – Compensación de Pérdidas + Intereses Netos + Depreciación + Amortización) del ejercicio anterior. Existen algunas excepciones a la aplicación de esta limitación para el caso de bancos, contribuyentes con ingresos no superiores a 2,500 UITs, infraestructura, servicios públicos, etc.

K. **Deducción de gastos o costos incurridos en operaciones con sujetos no domiciliados**

El Decreto Legislativo 1369° exige que los costos y/o gastos (incluidos los intereses *outbound*) incurridos con contrapartes no domiciliadas deben haber sido pagados de manera efectiva para poder ser deducidos en el ejercicio en el que se incurrieron. En caso, contrario, su impacto en la determinación de la renta neta se diferirá al ejercicio en el que efectivamente sea pagado oportunidad en la que se aplicará la retención correspondiente.

Dicha norma eliminó la obligación de pagar el monto equivalente a la retención sobre el monto contabilizado como costo y/o gasto.

L. **Crédito Indirecto**

Bajo ciertos requisitos, a partir del 1 de enero de 2019 las entidades domiciliadas que obtengan dividendos (*inbound*) de fuente extranjera podrán deducir como crédito directo el Impuesto a la Renta que hubiera gravado los dividendos en el exterior y el Impuesto a la Renta Corporativo (crédito indirecto) pagado por la sociedad no domiciliada de primer y segundo nivel (siempre que estén en la misma jurisdicción) que hubiesen distribuido los dividendos desde el exterior.

M. Medidas para la aplicación de la Cláusula Anti-elusión General contenida en la Norma XVI del Código Tributario

A través del Decreto Legislativo N° 1422 se ha establecido el procedimiento para la aplicación de la referida Cláusula Anti-elusión General (CAG), señalándose fundamentalmente que:

(i) es aplicable sólo en procedimientos de fiscalización definitiva en que se revisen actos, hechos o situaciones producidos desde el 19 de julio de 2012; (ii) para su aplicación debe haber previa opinión favorable de un comité revisor integrado por funcionarios de la propia SUNAT, no siendo recurrible dicha opinión; (iv) los procedimientos de fiscalización definitiva en los que se aplique la CAG no están sujetos al plazo de un (01) año para requerir información a los fiscalizados.

A la fecha de elaboración de la presente nota, se mantiene la suspensión de la CAG hasta que se emita el respectivo decreto supremo que fije los parámetros de fondo y forma que se encuentran dentro del ámbito de la Norma XVI del Código Tributario.

N. Información relacionada con beneficiarios finales

En el marco de las normas para fortalecer la lucha contra la evasión y elusión fiscal así como contra el lavado de activos y financiamiento del terrorismo, a partir del 3 de agosto de 2018 se encuentran vigentes las disposiciones introducidas a través del Decreto Legislativo No. 1372 que obligan a brindar a las autoridades competentes, a través de una declaración jurada de beneficiarios finales, información relacionada con dichos sujetos, esto es, a revelar mediante dicha declaración quiénes son las personas naturales que efectivamente tienen la propiedad o control en personas jurídicas o entes jurídicos. Así, será obligatorio informar aspectos como (i) identificación del beneficiario final; (ii) la cadena de titularidad con la respectiva documentación de sustento; (iii) identificación de los terceros que cuentan con dicha información, de ser el caso. Se señala además que la información relacionada a la identificación de los beneficiarios finales de las personas jurídicas y entes jurídicos que se proporcione a las autoridades competentes en el marco de estas normas no constituye violación al secreto profesional ni tampoco está sujeta a las restricciones sobre revelación de información derivadas de la confidencialidad impuesta por vía contractual o por cualquier disposición legal o reglamentaria.

De no presentarse la declaración jurada informativa que contiene la información relacionada beneficiario final, incurrirán en responsabilidad solidaria los representantes legales de la entidad que omitió cumplir con la presentación de dicha declaración.

O. Enajenación indirecta de acciones

A partir del 1 de enero de 2019 se incorpora una técnica anti-elusiva para evitar el fraccionamiento de operaciones, a través de las cuales, indirectamente se enajenen acciones de empresas domiciliadas en Perú.

Se indica que para establecer si en un período de 12 meses se ha cumplido con la transferencia del 10% o más del capital de la sociedad peruana, se consideran las transferencias realizadas por el sujeto analizado, así como las realizadas a sus partes vinculadas, sea que se ejecuten mediante una o varias operaciones, simultáneas o sucesivas. Dicha vinculación se establecerá conforme a lo establecido en el inciso b) del artículo 32-A de la Ley del Impuesto a la Renta.

Independientemente del cumplimiento de las condiciones reguladas en la Ley del Impuesto a la Renta, siempre se configurará una enajenación indirecta gravada cuando, en un período cualquiera de 12 meses, el importe total de las acciones de la persona jurídica peruana que se enajenan sea igual o mayor a cuarenta mil (40,000) UIT.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

La fecha de vigencia inicialmente señalada, cuando el enajenante sea una persona jurídica no domiciliada que cuenta con una sucursal o cualquier establecimiento permanente en Perú con patrimonio asignado, se considera a éste último corresponsable solidario, debiendo este último sujeto proporcionar, entre otra información, a la correspondiente a las acciones o participaciones de la persona jurídica no domiciliada que se enajenan.

Responsabilidad solidaria de los representantes legales y Directores de las Sociedades

- P. A partir del 14 de setiembre de 2018 ha quedado establecido, mediante el Decreto Legislativo N° 1422 que, cuando un sujeto fiscalizado sea sujeto de la Cláusula Anti-elusiva General (CAG), se considera automáticamente que existe dolo, negligencia grave o abuso de facultades respecto de sus representantes legales, salvo prueba en contrario. La referida responsabilidad solidaria se atribuirá a dichos representantes siempre que hayan colaborado con el diseño o aprobación o ejecución de actos, situaciones o relaciones económicas con propósito elusivo.

La norma precitada involucra también a los miembros del Directorio de sociedades, al señalarse que a dichos sujetos les corresponde definir la estrategia tributaria de las sociedades en las cuales son directores, debiendo éstos decidir la aprobación o no de actos, situaciones o relaciones económicas a realizarse en el marco de la planificación fiscal, siendo indelegable – según la norma en comentario – esta atribución de los directores.

Finalmente, se otorgó a los miembros del Directorio de sociedades domiciliadas, un plazo que vende el 29 de marzo de 2019 para ratificar o modificar los actos, situaciones o relaciones económicas realizados en el marco de la planificación fiscal, e implementados al 14 de setiembre de 2018 que sigan teniendo efecto tributario hasta la actualidad.

El plazo máximo señalado para el cumplimiento de dicha obligación formal, y considerando la referida responsabilidad solidaria atribuible tanto a representantes legales como a directores, así como la falta de definición del término *planificación fiscal* será crítico revisar todo acto, situación o relación económica que haya (i) incrementado atributos fiscales; y/o, (ii) generado un menor pago de tributos por los ejercicios antes mencionados, a fin de evitar la atribución de responsabilidad solidaria tributaria, tanto a nivel administrativo como incluso penal, dependiendo del criterio del agente fiscalizador, en caso de aplicarse la CAG a la Empresa que sea materia de una intervención fiscal por parte de la SUNAT.

33. Compromisos y Contingencias

A. Compromisos

La Empresa ha otorgado siete cartas fianzas por garantía a terceros, por compromisos de devolución de costo de conexiones domiciliarias y convenios al Ministerio de Energía y Minas y por proceso judicial desnaturalización de beneficios sociales por un importe de S/ 3,095 a diciembre de 2019 (miles de S/ 10,936 en el año 2018).

Adicionalmente, la Empresa cuenta con 33 (treinta y tres) contratos licitados para compra de potencia hasta el año 2022 (nota 1.c.i).

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

B. Contingencias

Al 31 de diciembre de 2019, la Empresa tiene diversas acciones judiciales en su contra y están relacionadas con:

- A. 5 (tres) reclamos por reivindicación de daños y perjuicios, por aproximadamente miles de S/ 45.
- B. 130 (Ciento Treinta) reclamos laborales por revisión de beneficios sociales, reintegro de beneficios y remuneraciones, incorporación a planilla e indemnizaciones por despido por aproximadamente miles de S/ 1,474.
- C. 43 (Cuarenta y tres) acciones administrativas y constitucionales por aproximadamente miles de S/ 258. La Gerencia de la Empresa y sus asesores legales consideran que existen argumentos sólidos para que se obtenga un resultado favorable para los intereses de la Empresa.

En opinión de la Gerencia y de sus asesores legales, como consecuencia de estas acciones judiciales no resultarán pasivos de importancia para los estados financieros.

34. Medio Ambiente

La Política y Gestión Ambiental de la Empresa se concreta a través del cumplimiento normativo y en sus compromisos internos de proteger el medio ambiente en el entorno donde se brinda el servicio eléctrico.

Este cumplimiento se encuentra normado en el Reglamento de Protección ambiental del sub-sector electricidad (D.S N° 014-2019-EM), a través del cual se elaboró y ejecutó el Programa de protección Ambiental del ejercicio 2019. Este programa cumple con lo exigido en el reglamento antes mencionado, como es: El monitoreo mensual de efluentes líquidos y cuerpos receptores, Monitoreo de ruidos en todas las centrales de generación y sub estaciones de transformación, Monitoreo de radiaciones electromagnéticas, tanto en líneas de transmisión, como en patio de llaves de las sub estaciones de transformación, Monitoreo de la calidad de aire en las centrales de generación térmica y en el manejo y disposición adecuada de los residuos generados por el desarrollo de la actividad eléctrica.

Todas estas actividades son plasmadas en informes de Gestión Ambiental, presentados a la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del MEM (DGAA/MEM) y al ente fiscalizador (OEFA).

Como compromiso interno de proteger el medio ambiente, la empresa ha llevado a cabo 388 pruebas de descarte de PCB, durante el año 2019, en los aceites de los transformadores que se encuentran en servicio y en los transformadores fuera de servicio, con la finalidad de erradicar este contaminante muy peligroso, que pueda causar daño a la población y al ecosistema del lugar, donde ocurra una fuga de aceite de algún transformador.

Como consecuencia de lo anterior se han establecido principios generales como la racionalización de los recursos naturales y la prevención y reducción de productos de residuo, emisiones y vertimientos; y en general, controlar todos los factores responsables de los impactos ambientales, mediante la aplicación de programas de mejora continua y establecimiento de objetivos y metas ambientales.

La Gerencia considera que la Empresa viene cumpliendo adecuadamente con la normatividad ambiental vigente, por lo que no se espera contingencias sobre este asunto que pudieran tener un efecto importante sobre los estados financieros al 31 de diciembre de 2019 y de 2018.

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - ENSA

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2019 y de 2018

35. Hechos Posteriores

Entre el 1 de enero de 2020 y hasta la fecha de emisión del presente informe (13 de marzo de 2020), no han ocurrido eventos o hechos de importancia que requieran ajustes o revelaciones a los estados financieros al 31 de diciembre de 2019.

EEFF ENSA 2019

Link

P:\000 Auditoria\00 CLIENTES\Grupo Distriluz\ELECTRONORTE - ENSA\EEFF ENSA 2019.docx

Last save

17/03/2020 10:00

Last print

17/03/2020 10:00

Author

skdelgado@Kpmg.Com

Last save by

Espinoza, Chiara