



**“VALORIZACIÓN DE ENEL DISTRIBUCIÓN PERÚ S.A.A
(ANTES EDELNOR S.A.A.)”**

**Trabajo de Investigación presentado para optar al Grado Académico de Magíster
en Finanzas**

Presentado por:

Srta. Olga Karina Ramírez Gonzáles

Sr. Hugo Reynaldo Sánchez Monzón

Asesor: Profesor Fredery Carrasco Rojas

2018

A nuestra familia y a nuestros padres por ser los pilares de todo lo que somos tanto en el ámbito académico como en el plano personal. Su apoyo incondicional permanece a través del tiempo. Todo este trabajo ha sido posible gracias a ellos.

Agradecemos a nuestro asesor Fredery Carrasco Rojas por su apoyo y guía en el desarrollo de esta tesis.

Resumen ejecutivo

El presente documento tiene como objetivo determinar el valor razonable fundamental de la empresa ENEL Distribución Perú S.A.A., el cual ha sido estimado utilizando la información financiera histórica de dicha organización y proyectando las variables más importantes que influyen en su desempeño económico y financiero. En esa línea, la metodología que se decidió utilizar es el método de flujo de caja descontado, debido que es una empresa madura, con flujos de caja estables, con un horizonte de inversión de largo plazo y que cuenta con una estructura de endeudamiento definida conformada principalmente por emisión de bonos de largo plazo. Dicho esto precisaremos que el método elegido permite identificar los planes de inversiones futuras, la modificación en la estructura de costos y el manejo del capital de trabajo, los cuales permitirán proyectar el valor presente de los flujos de caja futuros, siendo estos descontados a una tasa acorde al riesgo del activo, lo que permite estimar el valor de la empresa.

ENEL Distribución Perú S.A.A. es una de las dos empresas concesionarias que brindan el servicio de energía eléctrica en Lima, dentro de la concesión también se encuentra el Callao y otros provincias del norte. Esta empresa pertenece al grupo ENEL, una multinacional presente en 34 países; sus rubros principales son la energía eléctrica y gas, la cual está comprometida con el desarrollo de energía limpia y renovable.

La fecha de corte de la valorización es el 31 de mayo de 2018 y, para la estimación de la tasa de descuento para descontar los flujos de caja libre del negocio, se consideró la estimación del costo patrimonial y el costo del capital de la empresa, para los cuales se utilizó supuestos del sector al que pertenece esta. El costo patrimonial se calculó utilizando la fórmula del CAPM (Capital Asset Pricing Model), tanto el beta estimado como las primas de mercado se calcularon utilizando la información del sector. El costo de la deuda se estimó con datos del mercado, teniendo en cuenta la tasa efectiva de impuestos que afecta al sector. Luego procedimos a estimar la tasa de descuento necesaria para descontar los flujos de caja futuros, para este fin utilizamos la fórmula del WACC (costo del capital medio ponderado), teniendo especial cuidado en estimar la tasa aplicable a soles.

Finalmente, estimamos los flujos de caja del negocio ingresos de la empresa, los costos, el Capex, la depreciación, entre otros supuestos, lo que nos permitió elaborar los estados financieros para los periodos 2018-2022. Luego, para este mismo periodo, proyectamos el flujo de caja libre y con la tasa de descuento estimamos el flujo de caja descontado, el cual nos dio un valor del negocio de 7,58x EBITDA, y un valor fundamental de la acción de S/ 6,59; y si tomamos en cuenta que a

la fecha de corte la acción cotiza en S/ 6,09, existe un margen de recomendación de compra para los inversionistas.

Índice

Índice de tablas.....	viii
Índice de gráficos	x
Índice de anexos	xi
Capítulo I. Descripción del negocio	1
1. Estructura y composición accionaria	1
2. Estructura operacional	2
3. Descripción de la acción y su evolución.....	4
4. Política de dividendos	5
5. Proveedores.....	5
6. Clientes	6
7. Gobierno corporativo y responsabilidad social empresarial	7
8. Proceso de distribución.....	8
9. Inversiones - Capex.....	9
10. Financiamiento.....	10
11. Herramientas estratégicas	10
11.1 Estrategia de Porter.....	10
11.2 Estrategia Pestel.....	11
11.3 Estrategia FODA	12
Capítulo II. Análisis del sector	14
1. Descripción del sector.....	14
2. Reguladores	15
3. Participantes.....	15
4. Tarifas	15

Capítulo III. Análisis financiero	17
1. Situación financiera	17
2. Descripción del financiamiento de la empresa	17
3. Situación económica	18
4. Solvencia	20
5. Liquidez	20
6. Rentabilidad	21
Capítulo IV. Valoración de la empresa	22
1. Fecha de valorización	22
2. Justificación del método	22
3. Metodología	22
4. Estimación del costo patrimonial y costo de capital de la empresa	23
4.1 Estimación costo patrimonio	25
4.2 Estimación de la deuda	30
5. Estimación de la tasa de descuento	31
6. Proyección de los supuestos operacionales del negocio	34
6.1 Ingresos operacionales	34
6.2 Otros ingresos operativos	35
6.3 Costo de ventas	36
6.4 Gastos de ventas, administración y otros ingresos	36
6.5 Cuentas por cobrar	38
6.6 Otras cuentas por cobrar, cuentas por cobrar a entidades relacionadas, inventarios	39
6.7 Cuentas por pagar comerciales, otras cuentas por pagar, cuentas por pagar a entidades relacionadas, otras provisiones, pasivo por impuestos a ganancias	40
6.8 Capital de trabajo	42
6.9 Depreciación y amortización (DYA)	42

7. Proyección de estados financieros	47
8. Proyección de flujo de caja efectivo	50
9. Flujo de caja descontado (FCD)	50
10. Valor de la empresa	53
11. Resumen de precios de la acción (otras valorizaciones)	55
Conclusiones y recomendaciones	57
1. Conclusiones	57
2. Recomendaciones	57
Bibliografía	58
Anexos	61
Notas biográficas	72

Índice de tablas

Tabla 1.	Energía ingresada al sistema (compra)	3
Tabla 2.	Detalle de las redes eléctricas	3
Tabla 3.	Cálculo del <i>payout ratio</i>	5
Tabla 4.	Lista de clientes.....	6
Tabla 5.	Análisis Pestel.....	12
Tabla 6.	Análisis FODA.....	13
Tabla 7.	Vencimientos de los bonos	18
Tabla 8.	Arrendamientos financieros	18
Tabla 9.	Betas desapalancados empresas comparables.....	26
Tabla 10.	Estructura del capital empresas comparables.....	26
Tabla 11.	US Treasury	27
Tabla 12.	Prima riesgo país (Credit Default Swaps Perú).....	27
Tabla 13.	Ajuste de volatilidad para Perú	27
Tabla 14.	Prima de mercado	28
Tabla 15.	Beta apalancado	28
Tabla 16.	Costo del patrimonio.....	29
Tabla 17.	Cálculo inflación Perú.....	29
Tabla 18.	Cálculo inflación EE. UU.	30
Tabla 19.	Costo de deuda.....	30
Tabla 20.	Estimación costo de la deuda.....	31
Tabla 21.	WACC	32
Tabla 22.	Resumen variables utilizadas para el cálculo del WACC.....	33
Tabla 23.	Ingresos operacionales 2012-2017 (miles de soles).....	34
Tabla 24.	Proyección ingresos operacionales 2018-2022 (en miles de soles)	35
Tabla 25.	Proyección otros ingresos operativos 2018-2022 (en miles de soles).....	36

Tabla 26.	Proyección costo de ventas 2018-2022 (en miles de soles)	36
Tabla 27.	Proyección gastos de ventas, administración y otros ingresos 2018-2022 (en miles de soles)	38
Tabla 28.	Días por cuentas por cobrar comerciales	38
Tabla 29.	Proyección cuentas por cobrar comerciales 2018-2022 (en miles de soles)	39
Tabla 30.	Días, otras cuentas por cobrar, cuentas por cobrar a entidades relacionadas, inventarios.....	39
Tabla 31.	Proyección otras cuentas por cobrar, cuentas por cobrar a entidades relacionadas, inventarios 2018-2022 (en miles de soles).....	40
Tabla 32.	Días cuentas por pagar comerciales, otras cuentas por pagar, cuentas por pagar a entidades relacionadas, otras provisiones, pasivo por impuestos a ganancias	41
Tabla 33.	Proyección cuentas por pagar comerciales, otras cuentas por pagar, cuentas por pagar a entidades relacionadas, otras provisiones, pasivos por impuestos a ganancias 2018-2022 (en miles de soles).....	41
Tabla 34.	Proyección capital de trabajo	42
Tabla 35.	Cálculo tasa de depreciación.....	43
Tabla 36.	Capex histórico 2012-2017	43
Tabla 37.	Proyección del Capex 2018-2022	44
Tabla 38.	Proyección depreciación 2018-2002 (expresado en millones de soles).....	46
Tabla 39.	Estado de situación financiera.....	48
Tabla 40.	Estado de resultados.....	49
Tabla 41.	Proyección de flujo de caja 2018-2022.....	50
Tabla 42.	Flujo de caja libre (proyectado desde el 2018-2022).....	51
Tabla 43.	Valor de la empresa ENEL Distribución Perú S.A.A.	53
Tabla 44.	Resumen de los precios de la acción.....	56

Índice de gráficos

Gráfico 1.	Participación accionarial	2
Gráfico 2.	Cotización en la BVL - ENDISPC1 2014 al 2018.....	4
Gráfico 3.	Ingresos por actividades de operación periodos 2013-2017 (expresado en miles de soles)	5
Gráfico 4.	Evolución del número de clientes (en miles).....	7
Gráfico 5.	Empresas generadoras.....	9
Gráfico 6.	Inversiones realizadas por año	9
Gráfico 7.	Estructura del financiamiento	10
Gráfico 8.	Cinco fuerzas de Porter.....	11
Gráfico 9.	Sistema de distribución.....	14
Gráfico 10.	Tarifario de usuario final	16
Gráfico 11.	Ingresos y costos (millones de soles).....	19
Gráfico 12.	Utilidad bruta (millones de soles).....	19
Gráfico 13.	Ratios de solvencia	20

Índice de anexos

Anexo 1.	Estructura organizacional Grupo ENEL	62
Anexo 2.	Lista de proveedores	62
Anexo 3.	Lista de clientes.....	62
Anexo 4.	Inversiones	63
Anexo 5.	Financiamiento.....	63
Anexo 6.	Normas regulatorias	64
Anexo 7.	Participantes del sector	64
Anexo 8.	Proyección de la deuda	65
Anexo 9.	Cálculo de ratios	67
Anexo 10.	Múltiplos de mercado	68
Anexo 11.	Ratios del mercado.....	69
Anexo 12.	Detalle de los componentes del WACC.....	71

Introducción

El sector de energía eléctrica en el Perú es uno de los más importantes dado que representa el 1,32% del producto bruto interno (PBI), en promedio, y es uno de los proyectos que busca el desarrollo del país. La industria del sector eléctrico se divide en tres sectores: generación, transmisión y distribución; este último ha estado creciendo a tasas superiores que el PBI.

ENEL Distribución Perú S.A.A. forma parte del Grupo ENEL, empresa líder en el sector de energía en Europa y 37 países a nivel internacional. Es la empresa que se encarga de distribuir energía eléctrica a toda la zona norte de Lima Metropolitana y es una de las más importantes del país. El proceso lo realiza mediante la firma de contratos firmados con generadoras y la principal es ENEL Generación Perú. Asimismo, es una empresa que cumple con los principios de buen gobierno corporativo, leyes y normas del sector. De esa manera, fortalece las relaciones con sus proveedores y clientes.

El proceso de distribución de energía eléctrica se realiza a través del subsistema de distribución primaria y secundaria para poder brindar energía a los usuarios finales y clientes regulados. Cabe resaltar, que este subsector de distribución es un monopolio natural que cuenta con una concesión de un área específica de 1.550 km².

La empresa cotiza sus acciones en la Bolsa de Valores de Lima (BVL). Al cierre de mayo 2018, ha registrado un precio de S/ 6,09 con tendencia de crecimiento en los últimos años, como el 29 de agosto de 2016, día en el cual presentó un precio por acción de S/ 6,35. No obstante, ese mismo año en el mes de enero hubo un ligero decrecimiento, debido al precio promedio de venta.

El presente trabajo contiene la descripción de la empresa, el análisis del sector, así como el análisis financiero. Estos datos nos ayudarán a elaborar supuestos y realizar el cálculo del valor fundamental de la acción, lo que incluye un análisis de sensibilidad que permitirá una toma de decisión al inversionista.

Capítulo I. Descripción del negocio

ENEL Distribución Perú S.A.A. (en adelante, ENEL Distribución) es una empresa que se encuentra comprometida con el Perú, ya que presta un servicio público de electricidad de manera continua, eficiente y segura. Además, es la concesionaria que brinda electricidad a la zona norte de Lima Metropolitana, la provincia constitucional del Callao y las provincias de Huaura, Huaral, Barranca y Oyón. Dicha concesión cubre una zona de 1.550 km². Tiene el respaldo del Grupo ENEL, una de las empresas líderes en el sector de energía en Europa y en 37 países a nivel internacional.

1. Estructura y composición accionaria

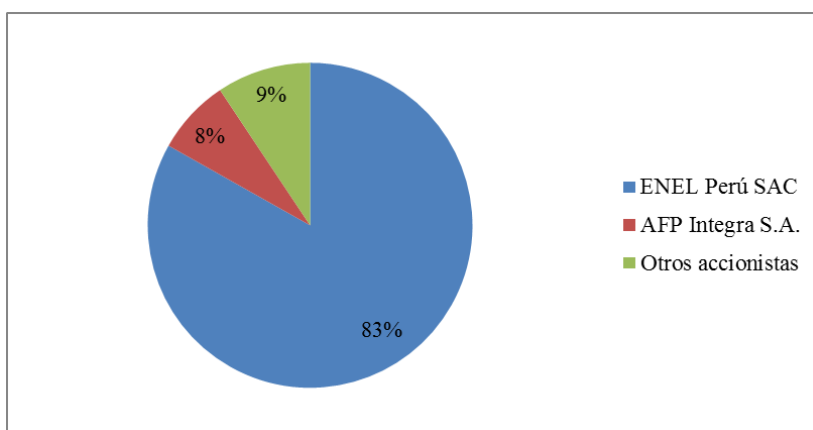
ENEL Distribución Perú S.A.A pertenece al Grupo ENEL con el 51,03% que el Grupo mantiene en ENEL Américas (antes Enersis Américas S.A.), la cual a su vez posee una participación de 75,68% en el capital social de ENEL Distribución (24,00% de manera directa y 51,68% de manera indirecta a través de ENEL Perú S.A.C., antes Distrilima, que también forma parte del grupo). El Grupo ENEL además de ser una multinacional con representación en 32 países, tiene subsidiarias en América Latina (Argentina, Brasil, Colombia, Chile y Perú) y su capacidad instalada neta es de 89 GW. Distribuye electricidad y gas mediante una red de 1,9 MM de km. La calificación internacional del Grupo ENEL es BBB y BBB+, ambos se encuentran con perspectivas estables.

En el 2014, a través de Enel Iberoamérica (antes ENEL Energy Europe), adquirió el 100% de las acciones de ENEL Latinoamericana (antes Endesa Latinoamérica), propietaria del 40,32% de capital social de Enersis y del 20,30% de las acciones de Enersis.

El primero de marzo del 2016 Endesa Chile S.A. y Enersis S.A. cambiaron su razón social a Endesa Américas S.A. y Enersis Américas S.A. respectivamente. El 1 de diciembre de ese mismo año entró en vigor la fusión mediante la cual Enersis Américas S.A. absorbió a sus filiales Chilectra Américas S.A. y Endesa Américas S.A., y modificó su razón social a ENEL Américas S.A. Según la empresa, esta reorganización societaria del Grupo ENEL no generó ningún cambio en su estructura de control, debido a que Enersis, Endesa y ENEL Iberoamérica forman parte del mismo grupo. Por su parte, ENEL Generación Perú (generadora de energía eléctrica), pertenece al Grupo ENEL a través de ENEL Perú S.A.C y ENEL Américas S.A., con una participación conjunta del 83,60%.

A diciembre de 2017, la empresa tiene un capital social de S/ 638.563.900, que están representados por 638.563.900 acciones comunes con un valor nominal de S/ 1,00 cada una. Se encuentran debidamente suscritas y pagadas, teniendo igual derecho y obligaciones. El principal accionista es ENEL Perú S.A.C. con 83% de participación (ver anexo 1), quien tiene derecho a elegir los miembros del directorio en su mayoría y a ejercer el control de la empresa.

Gráfico 1. Participación accionarial



Fuente: Elaboración propia, 2018, basada en ENEL, 2018.

2. Estructura operacional

ENEL Distribución Perú S.A.A. atiende de forma exclusiva a 52 distritos y comparte 5 distritos adicionales con la empresa de distribución eléctrica de la zona sur de Lima. Se encarga de distribuir energía y de beneficiar a más de 1.400.000 clientes, es decir, a la mitad de los pobladores de Lima Metropolitana. Es una de las principales distribuidoras en el Perú.

La demanda de energía eléctrica en el Perú en el año 2017 ha tenido un incremento. Por ello, se ha comprado a los generadores, autogeneración y el peaje. Esta compra se registra en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). A continuación, se detalla a las principales empresas de compra:

Tabla 1. Energía ingresada al sistema (compra)

Generadoras	MWh	%	Millones de soles
ENEL Generación Perú	2.503.343	33,74%	549,7
Kallpa	1.531.191	20,64%	375,3
Engie	1.285.721	17,33%	344,1
Fénix Power	453.338	6,11%	93,0
Electroperú	451.171	6,08%	110,2
Termochilca	364.721	4,92%	95,8
Chinango	250.168	3,37%	67,4
ENEL Generación Piura	237.505	3,20%	63,1
Egasa	142.253	1,92%	38,7
Egesur	96.917	1,31%	23,9
Termoselva	37.410	0,50%	9,7
Orazul	31.180	0,42%	8,1
Otros	34.504	0,47%	8,5
Total compras (*)	7.419.422	100,00%	1.787,5
Autogeneración (*)	5.940		
Peajes (*)	1.250.619		

Total de energía ingresada al sistema (*)	8.675.981
--	------------------

Fuente: Elaboración propia, 2018, basada en el ENEL, 2018.

ENEL Distribución Perú S.A.A. tiene distribuidas sus redes eléctricas por encima de los 28.500 km de territorio.

Tabla 2. Detalle de las redes eléctricas

Redes			Km	
			2016	2017
Baja tensión	Servicio particular	Aéreas	5.526,4	5.787,7
		subterráneas	6.952,4	7.048,8
		Subtotal	12.478,8	12.836,5
	Alumbrado público	Aéreas	5.573,1	5.808,7
		subterráneas	4.773,9	4.815,0
		Subtotal	10.347,0	10.623,7
Total BT		22.825,8	23.460,2	
Media tensión		Aéreas	2.112,1	2.132,4
		subterráneas	2.485,0	2.610,1
		Total MT	4.597,1	4.742,5
Alta tensión		Aéreas	524,9	526,0
		subterráneas	122,9	133,5
		Total AT	647,8	659,5
Total redes			28.070,7	28.862,2

Fuente: Elaboración propia, 2018, basada en el ENEL, 2018.

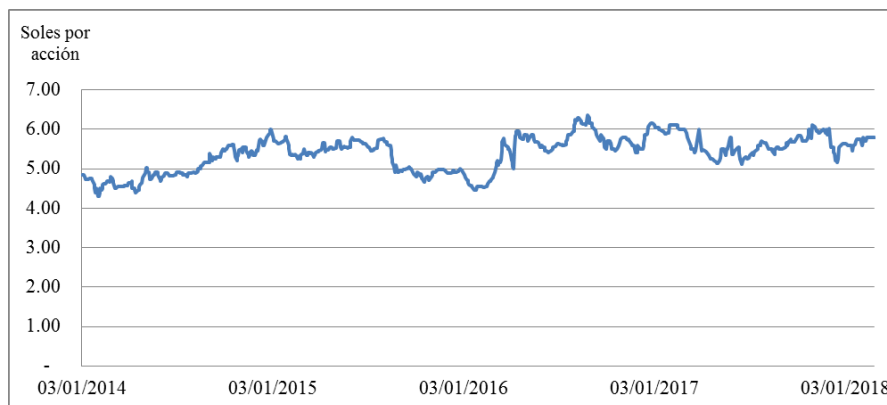
3. Descripción de la acción y su evolución

La empresa ENEL Distribución Perú S.A.A. cotiza en la Bolsa de Valores de Lima (BVL) y está inscrita desde el 8 de noviembre de 1996, bajo el nemotécnico EDELNORC1; sin embargo, desde fines del año 2017 cambió a ENDISPC1.

El desempeño de la acción ha tenido un crecimiento sostenido en los últimos años; ha registrado un precio de S/ 6,09 al cierre de mayo 2018.

En el gráfico 2, se ha tomado en cuenta la cotización de la acción de ENEL Distribución Perú S.A.A desde enero de 2014 hasta mayo del 2018. Podemos identificar que el 2 de marzo de 2014 se presentó la cotización más baja de la acción en dicho periodo, la cual tuvo un valor de S/ 4,31, debido al retiro de estímulo monetario por parte de EE. UU. (*tapering*) y la desaceleración China. Sin embargo, el 29 de agosto de 2016 se logró precios históricos de S/ 6,35 por acción. En ese mes, cabe destacar que la electricidad residencial tuvo un incremento en el precio de +1,3%. Por otro lado, el 25 de enero de ese mismo año el precio cayó a S/ 4,70. Durante este periodo la Bolsa de Valores de Lima no estuvo exenta del panorama internacional: ese mes las bolsas extranjeras tuvieron una caída, se dieron a conocer datos negativos en la economía china y una devaluación de la moneda de ese país, lo que provocó el desplome de las bolsas.

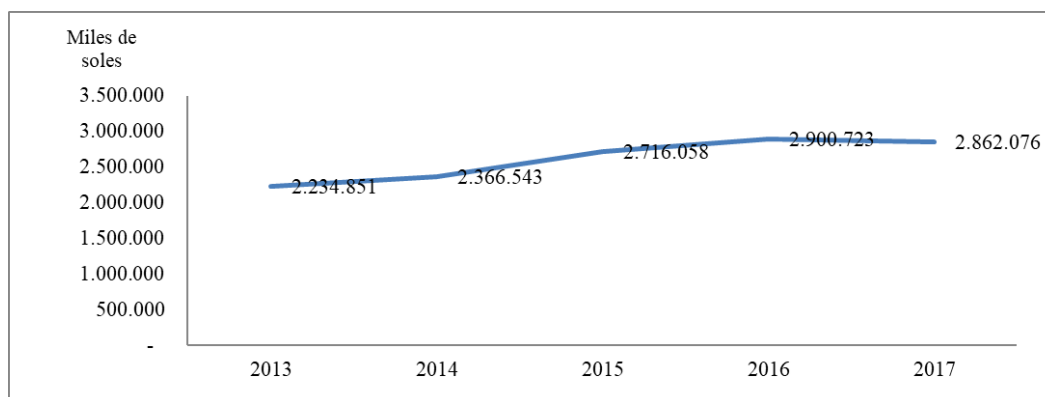
Gráfico 2. Cotización en la BVL - ENDISPC1 2014 al 2018



Fuente: Elaboración propia, 2018.

Asimismo, los ingresos por las actividades propias de la distribución de energía han tenido un crecimiento promedio anual de 6,46%. No obstante, en el último año, tuvieron un ligero decrecimiento en relación con el año 2016, debido al precio promedio de venta (ver el gráfico 3).

Gráfico 3. Ingresos por actividades de operación periodos 2013-2017 (expresado en miles de soles)



Fuente: Elaboración propia, 2018.

4. Política de dividendos

La política de dividendos expresa claramente durante los últimos años que se podrá distribuir hasta el 65% de las utilidades provenientes de las operaciones de la compañía. Dicha política es aprobada por la Junta Obligatoria Anual de Accionistas, la cual se lleva a cabo antes del término del primer trimestre del año.

Tabla 3. Cálculo del *payout ratio*

	2013	2014	2015	2016	2017
Ganancia neta del ejercicio	270.698,00	302.238,00	309.325,00	308.805,00	342.773,00
Pago de dividendos	97.654,00	164.771,00	188.637,00	127.691,00	121.543,00
<i>Payout ratio</i>	0,36	0,55	0,61	0,41	0,35

Fuente: Elaboración propia, 2018.

5. Proveedores

ENEL Distribución Perú S.A.A. se preocupa por que sus proveedores también estén comprometidos con la sostenibilidad y la contribución con la sociedad al desarrollo económico, social y medioambiental.

En el anexo 2, presentamos la lista de proveedores de ENEL, entre ellos se encuentran las siguientes empresas con mayor volumen de compra:

- Cobra Perú S.A.

- Consorcio Cam Lima
- Comsa Instalaciones y Sistemas Industriales S.A.

6. Clientes

ENEL Distribución Perú S.A.A. ha tenido un crecimiento continuo del número de clientes con una tasa promedio anual de 3,55%. En el año 2017, el crecimiento en cuanto al número de clientes estuvo en 2,19% con respecto al 2016.

Sus principales clientes ascienden a 1.396.966 (ver gráfico 4) en la zona norte de Lima Metropolitana, la provincia constitucional del Callao y las provincias de Huaura, Huaral, Barranca y Oyón. Se dividen en dos tipos:

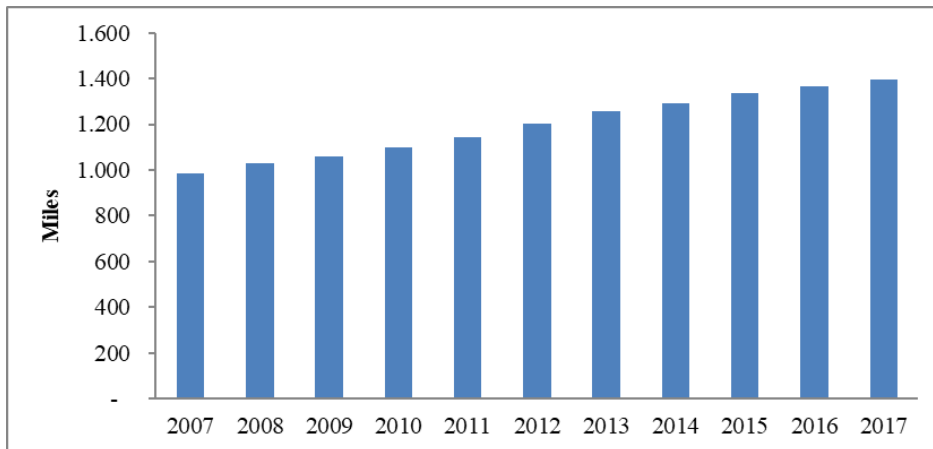
- Cliente residencial (ver anexo 3)
- Grandes clientes, que a su vez se dividen en clientes libres y clientes regulados (empresariales e institucionales) (ver anexo 3)

Tabla 4. Lista de clientes

Tipo	Año 2016			Año 2017					
	GWh	MMS/	Clientes	GWh	%AA	MMS/	%AA	Clientes	% AA
Residencial	2.862	1.357	1.295.804	2.920	3,60%	1.403	3,39%	1.323.621	2,15%
Comercial	1.360	485	42.360	1.002	-25,98%	382	-21,24%	45.653	7,77%
Industrial	1.442	437	1.338	1.697	19,38%	533	21,97%	1.472	10,01%
Otros	1.108	440	27.542	1.095	-7,13%	339	-22,95%	26.110	-5,20%
Peaje	1.004	23	100	1.123	21,83%	33	43,48%	110	10,00%
Total	7.777	2.741	1.367.144	7.937	2,06%	2.690	-1,86%	1.396.966	2,18%

Fuente: Elaboración propia, 2018, basada en ENEL, 2018.

Gráfico 4. Evolución del número de clientes (en miles)



Fuente: Elaboración propia, 2018, basada en ENEL, 2018.

7. Gobierno corporativo y responsabilidad social empresarial

ENEL Distribución Perú S.A.A tiene un marco normativo interno, que ha sido implementado dentro de su gobierno corporativo. Estas prácticas hacen que se mejore la calidad de la gestión tanto para la misma empresa como para los accionistas, lo que tiene como consecuencia un impacto positivo en su valorización de la empresa en el mercado. Actualmente, ha alcanzado una categoría GC2 (GC1 es la categoría máxima), la cual cumple con los estándares internacionales.

Las principales normas internas que constituyen su gobierno corporativo son las siguientes:

- Estatuto Social
- Reglamento de Conducta en los Mercados de Valores
- Normas internas de conducta para la comunicación de hechos de importancia, información reservada y otras comunicaciones

La empresa, al pertenecer al Grupo ENEL, ha optado por tener distintas normas a nivel corporativo como base de los valores de sostenibilidad, entre ellas se encuentran Compliance Program Corporate Criminal Liability (en adelante, EGCP), Modelo de Prevención de Riesgos Penales (en adelante MPRP) y el Plan de Tolerancia Cero con la Corrupción. EGCP refuerza el compromiso que tienen las empresas que pertenecen al Grupo ENEL, debido a que se trata de una norma que tiene como objetivo aumentar y defender la reputación de la empresa teniendo los mejores estándares éticos, jurídicos y profesionales.

Por otro lado MPRP es un modelo que facilita y asegura el cumplimiento del EGCP. Además, define los comportamientos y principios generales de los empleados, colaboradores y terceros para lograr los objetivos empresariales y prevenir delitos. El Plan de Tolerancia Cero con la Corrupción es el décimo principio del Pacto Mundial y es utilizado por la empresa para luchar contra la corrupción aplicando criterios de transparencia.

La responsabilidad social empresarial de ENEL Distribución Perú S.A.A tiene un nivel sobresaliente con categoría RSE1 (máxima categoría). La empresa formó un grupo de interés que tiene un programa formal. Una de sus principales acciones es promover la eficiencia energética *smart grids* (redes inteligentes): telecontrol de la red de media tensión, alumbrado público con lámparas LED con telegestión y *smart metering*.

Otro proyecto que posee ENEL Distribución Perú es la gestión de residuos, que realiza con empresas autorizadas por Dirección General de Salud Ambiental (Digesa). Dicho proyecto promueve el uso racional del recurso hídrico. Por ello, mensualmente, realiza un control exhaustivo a las minicentrales hidroeléctricas para verificar la calidad del agua y poder identificar posibles anomalías y efectos de deterioro ambiental. Cabe resaltar que la empresa no ha sido sujeta a multas o sanciones ambientales por parte del ente regulador.

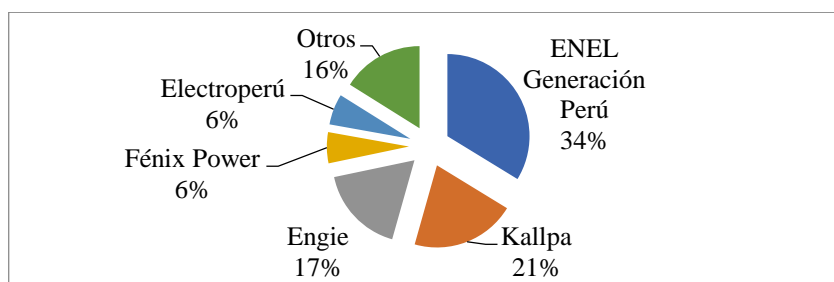
Con respecto al aspecto social, en su Código de Ética contempla la igualdad de trato y no discriminación tanto para sus colaboradores como para sus grupos de interés. Además, por estar suscrita al Pacto Mundial desde el 2006, apoya a la eliminación del trabajo forzoso u obligatorio así como el trabajo infantil. La empresa cumple con todos los beneficios de ley a sus trabajadores y familiares, y cuenta con programas de participación en la comunidad, tales como “Más luz para el deporte”, “Sinfonía por el Perú”, “Reciclatec”, “Instituto Tecnológico Pachacútec”, entre otras.

8. Proceso de distribución

El sector eléctrico en Perú se conforma por tres actividades importantes: generación, transmisión y distribución. El subsector de generación está normado dentro del esquema empresarial de libre competencia, es decir, cualquier empresa se puede constituir como generadora de energía; por otro lado, el subsector de transmisión se ha compuesto como monopolio. La generación comprende a una industria de catorce compañías que administran toda la red.

El subsector distribución es un monopolio natural, debido a que cuenta con la concesión de un área específica. ENEL Distribución Perú S.A.A. adquiere la energía eléctrica de las empresas generadoras y las distribuye a todos sus clientes. A continuación, se detalla las empresas generadoras que proveen de energía eléctrica a ENEL Distribución Perú S.A.A.:

Gráfico 5. Empresas generadoras



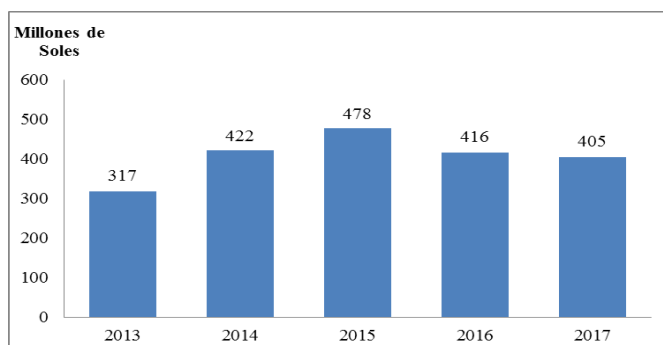
Fuente: Elaboración propia, 2018, basada en ENEL, 2018.

La compra de energía eléctrica se encuentra garantizada mediante la firma de contratos entre las partes, en los cuales se especifica que las empresas generadoras se comprometen a suministrar energía del mismo modo para que se pueda cumplir sin problemas con los clientes.

9. Inversiones - Capex

Las inversiones realizadas por ENEL Distribución Perú S.A.A. están orientadas a una mejora constante para garantizar que el suministro de energía sea de manera continua y confiable. El Capex del año 2017 estuvo enfocado en mejorar la calidad en infraestructura y reducir las pérdidas comerciales (ver anexo 4).

Gráfico 6. Inversiones realizadas por año

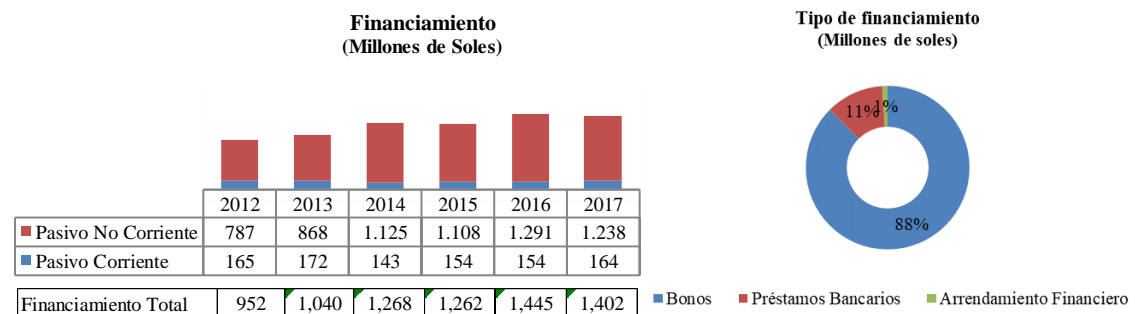


Fuente: Elaboración propia, 2018, basada en ENEL, 2018.

10. Financiamiento

ENEL Distribución Perú S.A.A. ha tenido un incremento de un 50% en financiamiento en los últimos cinco años, dado que ha emitido bonos corporativos a largo plazo principalmente para capital de trabajo y financiamiento de la empresa misma. Actualmente, la diversificación de su financiamiento se da a través de bonos corporativos (88%) con clasificación de AAA (pe), préstamos bancarios (11%) y arrendamiento financiero (1%). Ver anexo5.

Gráfico 7. Estructura del financiamiento



Fuente: Elaboración propia, 2018.

11. Herramientas estratégicas

11.1 Estrategia de Porter

La estrategia de las cinco fuerzas de Porter es un modelo que permite analizar el nivel de competencia de la empresa dentro del sector, en este caso el de energía eléctrica. Al revisar la información, se concluyó que la empresa ENEL Distribución Perú S.A.A no califica para ser analizada por lo formulado por Porter, dado que es un monopolio natural y una empresa madura.

Las características de Porter son las siguientes:

- Poder de negociación de los clientes: No aplica, porque la empresa tiene concesión de la zona norte de Lima Metropolitana, la provincia constitucional del Callao y las provincias de Huaura, Huaral, Barranca y Oyón.
- Rivalidad entre las empresas: No aplica, porque no tiene competidores en la zona concesionada.
- Amenaza de los nuevos entrantes: No aplica, no hay competidores en la zona concesionada.
- Poder de negociación de los proveedores: No aplica, porque hay tarifas en barra.

- Amenaza de los productos sustitutos: No aplica, porque el servicio de energía eléctrica es básico en la zona de concesión.

Gráfico 8. Cinco fuerzas de Porter



Fuente: 5fuerzasdeporter, 2018.

11.2 Estrategia Pestel

Se encarga de analizar entorno macroeconómico donde opera la empresa. Por sus siglas se analiza los entornos P (políticos), E (económicos), S (socioculturales), T (tecnológicos), E (ecológicos) y L (legales). Con la estrategia Pestel, podemos concluir que ENEL Distribución Perú S.A.A tiene una tendencia positiva, dado que, dentro de las 18 variables analizadas, solo tiene una variable muy negativa, cinco negativas, una indiferente, seis positivas y cinco muy positivas.

Tabla 5. Análisis Pestel

		MUY NEGATIVO	NEGATIVO	INDIFERENTE	POSITIVO	MUY POSITIVO
P	POLÍTICOS					
	Modificación en contrato de concesión	X				
	Regulaciones en ley del medio ambiente					X
	Regulaciones en el precio		X			
E	ECONÓMICOS					
	Acceso a financiación mediante emisión de bonos					X
	Aumento de tasa de desempleo		X			
	Tasa de inflación		X			
S	SOCIO-CULTURALES					
	Cambio de estilo de vida (uso de artefactos eléctricos)				X	
	Reducción del número de integrantes de familia		X			
	Incremento en el ingreso per cápita				X	
T	TECNOLÓGICOS					
	Desarrollo de medidores <i>smart</i> y otras innovaciones					X
	Innovación en dispositivos ahorradores de energía		X			
	Acceso a nueva tecnología					X
E	ECOLÓGICOS					
	Leyes de protección del medio ambiente					X
	Regulación del consumo de energía y reciclaje de residuos				X	
	Mejoras para optimizar los recursos				X	
L	LEGALES					
	Leyes de sectores regulados				X	
	Leyes de protección al consumidor				X	
	Ley antimonopolio			X		

Fuente: Elaboración propia, 2018.

11.3 Estrategia FODA

El FODA se enfoca los aspectos externos (oportunidades y amenazas) y aquellos aspectos internos (fortalezas y debilidades) que enfrenta la compañía durante el ejercicio de sus operaciones. A continuación, se presenta el análisis a ENEL Distribución Perú.

Tabla 6. Análisis FODA

Fortalezas	Debilidades
<ul style="list-style-type: none"> • Monopolio Natural se trata de una concesión que le permite la distribución de la energía eléctrica en un determinado territorio de la capital y algunas provincias, dicho contrato le permite la exclusividad. • Pertenece al Grupo ENEL, quien aporta con su <i>know how</i> al negocio. • La estructura de costos no tiene grandes fluctuaciones, la empresa cuenta con una red de distribución donde la variación comparativa anual es mínima. • La compañía estaría clasificada como una “empresa madura”, la cual cuenta con un amplio conocimiento del negocio y respaldo del Grupo ENEL. • Crecimiento constante de su cartera de clientes. 	<ul style="list-style-type: none"> • En los contratos de concesión, ya se tiene pactado ciertas condiciones, lo cual hace que se tenga poca capacidad para negociar. • El personal de mantenimiento de redes tiene un riesgo de muerte. • Competencia por captar mano de obra especializada (técnicos).
Oportunidades	Amenazas
<ul style="list-style-type: none"> • Crecimiento en la oferta de energía, debido a la ampliación de la infraestructura en el sector eléctrico (generación y transmisión). • Crecimiento en la demanda de energía eléctrica (crecimiento de la población y nuevas construcciones de viviendas). • Grandes recursos hidroenergéticos en el país. • Beneficios con carácter tributarios para inversiones en energía renovables. • Estabilidad en el sector de energía y macroeconómica del país. 	<ul style="list-style-type: none"> • Los cambios climáticos podrían afectar la oferta de energía. • La sustitución y/o combinación de energía (hidro-gas), que podría afectar en las rentabilidades de las fuentes de energías. • La empresa tiene un contrato vigente con el Estado. Sin embargo, podría llegar a su término en caso algún gobernante con ideas estatista decida dar por concluida la concesión como ha sucedido en otros países. • La fijación de los precios por parte de entes reguladores, así como la supervisión y el cumplimiento de disposiciones legales.

Fuente: Elaboración propia, 2018.

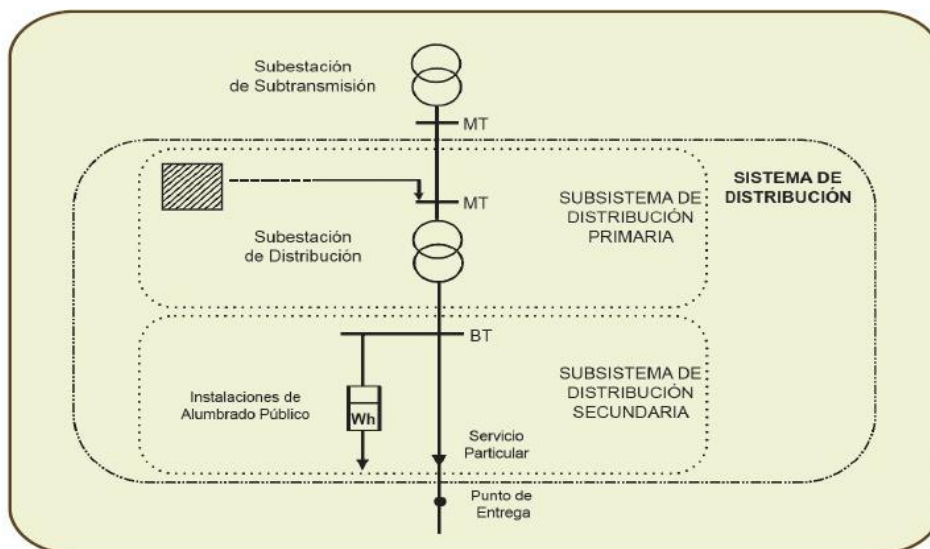
Capítulo II. Análisis del sector

1. Descripción del sector

La cadena productiva del sector eléctrico está compuesta por tres actividades: generación, transmisión y distribución, que en conjunto permiten llevar energía eléctrica a los usuarios finales. La actividad de generación es la que se encarga de transformar alguna clase de energía como la hidráulica, térmica, nuclear o las no convencionales en energía eléctrica. La actividad de transmisión transporta la electricidad desde las centrales eléctricas hacia subestaciones de distribución (SED) utilizando líneas de transmisión que conforman el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). La actividad de distribución es la etapa final que tiene como función llevar la energía eléctrica al usuario final.

Con respecto a la distribución, se traslada electricidad mediante redes eléctricas de mediana y baja tensión y estas deben estar diseñadas de tal manera que haya seguridad y eficiencia en el suministro y así tenga la capacidad de seguir funcionando ante posibles fallas en algunas instalaciones, lo que minimiza sus costos. El sistema de distribución está compuesto por el subsistema de distribución primaria (media tensión - MT) y subsistema de distribución secundaria (baja tensión - BT) para luego brindar energía al usuario final a través de una conexión acometida.

Gráfico 9. Sistema de distribución



Fuente: Dammert, Molinelli y Carbajal, 2011.

En el sector eléctrico, se debe mantener un equilibrio entre la oferta y la demanda dado, a que no se puede almacenar la electricidad, ya que sería muy costoso. Por ende, es un trabajo muy complicado hacer coincidir la oferta y demanda de electricidad: debe producirse al momento en el que se demanda. En nuestro país, la entidad que se encarga de la operación económica de electricidad es el Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

2. Reguladores

El sector eléctrico peruano es uno de los más regulados dentro del país y establece un marco regulatorio (ver anexo 6) para desarrollar sus actividades. Entre las leyes relacionadas al sector se encuentran las siguientes:

- Ley de Concesiones Eléctricas y su Decreto Ley N° 25844, en cual se establece normas referentes a las actividades de generación, transmisión y distribución.
- Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico (Ley N° 26876).
- Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía (Ley N° 27345).
- Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832).

3. Participantes

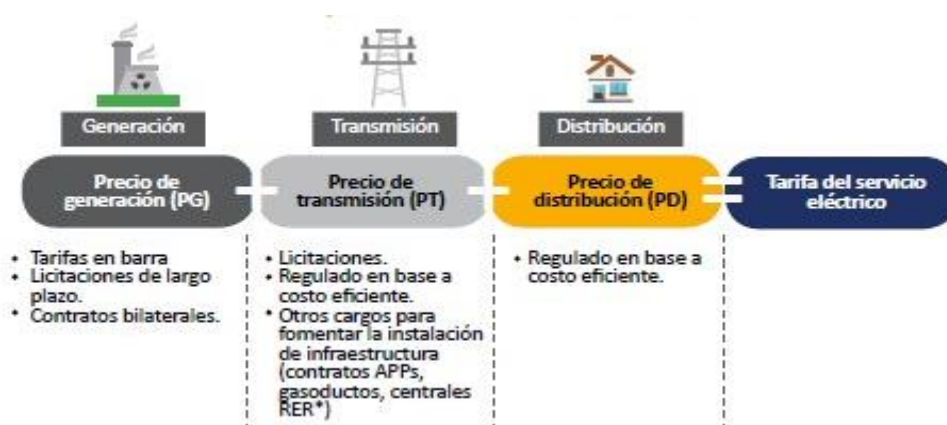
Dentro de los principales participantes en el sector eléctrico peruano, se encuentra el Ministerio de Energía y Minas (MEM), entidad que se encarga de dar a conocer las políticas energéticas de mediano y largo plazo. Además, el Organismo Supervisor de la Inversión de Energía y Minería (Osinergmin) es la entidad que se encarga de regular y supervisar las actividades del sector eléctrico. Por otro lado, Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC) es quien se encarga del abastecimiento de energía eléctrica a los usuarios finales, así como de coordinar la operación al mínimo costo. Finalmente, el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (Indecopi) tiene como fin la promoción del mercado y la protección de los derechos de los consumidores (ver anexo 7).

4. Tarifas

La tarifa en el sector eléctrico que se aplica al consumidor final o usuario regulado es la suma de los precios en los que se incurre en las etapas de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. El consumidor final, en la etapa de generación, tiene que pagar el precio a nivel de generación (PNG), es decir, el precio en barra o el promedio ponderado de los precios sin

licitación y de los contratos resultantes de las licitaciones de suministro eléctrico (representa un 90% del PNG). Asimismo, otra variable es el costo marginal de operación que representa el costo de generación de electricidad de la última central que el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) llama a operar para suministrar energía al sistema, y sirve para valorizar los retiros de energía del mercado realizados sin tener un contrato de por medio. En la etapa de transmisión, el consumidor final tiene que pagar el peaje de transmisión, en otras palabras, el transporte de la energía producida por los generadores: Sistema Principal de Transmisión (SPT), Sistema Secundario de Transmisión (SST), Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) y Sistema Complementario de Transmisión (SCT). Para la etapa de distribución, el precio está regulado por Osinergmin y es esta la entidad que se encarga cada cuatro años de determinar una empresa modelo eficiente y se remunera por el valor agregado de distribución (VAD). Además, el precio de la comercialización es un cargo fijo que remunera los gastos incurridos en la lectura del medidor y factura (procesamiento, emisión, reparto y cobranza del recibo, entre otros).

Gráfico 10. Tarifario de usuario final



Fuente: Osinergmin, 2016.

Capítulo III. Análisis financiero

1. Situación financiera

La empresa registra activos por un total de S/ 4.294 millones al 31 de diciembre de 2017, los cuales están conformados en un 85,69% por propiedad, planta y equipo (S/ 3.679 millones) relacionados con las redes y centrales de distribución de energía eléctrica en la zona de concesión. Por otro lado, podemos mencionar que el rubro cuentas por cobrar a sus clientes representa el 5,26% (S/ 226 millones). Este rubro tiene un periodo medio de pago de 29 días (correlacionado con la política establecida en el 2017 de 30 días de corte de servicio).

Por el lado de los pasivos, el total asciende a S/ 2.394 millones, dentro de los cuales podemos destacar otros pasivos financieros que representan el 51,7% (S/ 1.238 millones), conformados por emisiones de bonos corporativos; mientras que los pasivos financieros a corto plazo representan el 6,88% (S/ 164 millones). Otro rubro importante por destacar sería cuentas por pagar comerciales que ascienden a 14,85% (S/ 355 millones), los cuales corresponden a compra de materiales y servicios diversos y que tienen un promedio de pago de 56 días.

El patrimonio cerró en S/ 1.899 millones, teniendo como principal componente el capital social 33,6% (638 millones); el accionista principal es ENEL Perú S.A.C. con el 83% de participación accionaria. En cuanto a los resultados acumulados, el porcentaje es 59,37 % (S/ 1.127 millones), en los que destaca el incremento de utilidades que ha tenido la empresa en los últimos años.

A diciembre de 2017, los activos se incrementaron en relación con año anterior en 3,37%, siendo el principal componente que motivó el crecimiento de propiedades, planta y equipo, el cual tuvo un incremento del 6,44% en relación con año anterior. En cuanto a los pasivos disminuyeron en -3.28%, teniendo como el principal impulsor la disminución de ingresos diferidos, los cuales corresponden a la parte no devengada de la facturaciones por la compañía para la ejecución de obras relacionadas con intercambios viales.

2. Descripción del financiamiento de la empresa

La empresa al 31 de diciembre de 2017 posee veinte tres emisiones de bonos corporativos que fueron principalmente para capital de trabajo, los cuales tienen los siguientes vencimientos:

Tabla 7. Vencimientos de los bonos

Año	Interés S/(000)	Principal S/(000)	Total S/(000)
2019	2.894	190.000	192.894
2020	2.444	130.000	132.444
2021	1.488	100.000	101.488
2022	1.519	90.000	91.519
2023 en adelante	11.111	717.905	729.016
Total	19.456	1.227.905	1.247.361

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Estos recursos son captados por oferta pública y se utilizan para cubrir las necesidades de financiación de la empresa. Por otro lado, se encuentran los arrendamientos financieros con los siguientes bancos:

Tabla 8. Arrendamientos financieros

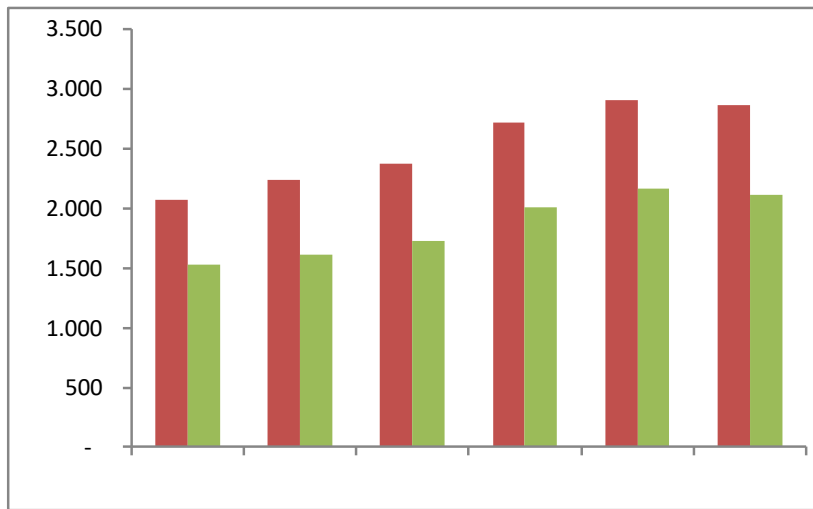
Acreedor	Bien arrendado	Moneda	Tasa de interés	Vencimiento	2017 S/(000)
Banco Santander	Transformadores de potencia	Soles	5,65%	Mensual	808
Banco Interbank	Líneas de transmisión y nueva SET	Soles	entre 5,43% y 6,10%	Mensual	11.394
BBVA Banco Continental	Transformadores de potencia y celdas metálicas	Soles	5,75%	Mensual	2.801
Total					15.003

Fuente: Elaboración propia, 2018.

3. Situación económica

La estructura de ingresos de la compañía al 31 de diciembre 2017 está conformada por la distribución de energía, siendo el 96,15% del total (2.751 millones), mientras que el saldo restante 3,9% (110 millones) corresponde al traslado de redes, comercialización de mercaderías, entre otros. Si comparamos con el cierre del año anterior, observamos una caída de -1,33% de sus ingresos (de S/ 2.900 millones a S/ 2.862 millones), explicado básicamente por la disminución del precio en el último año; sin embargo, esto se vio de alguna manera mitigado por el incremento de energía vendida.

Gráfico 11. Ingresos y costos (millones de soles)

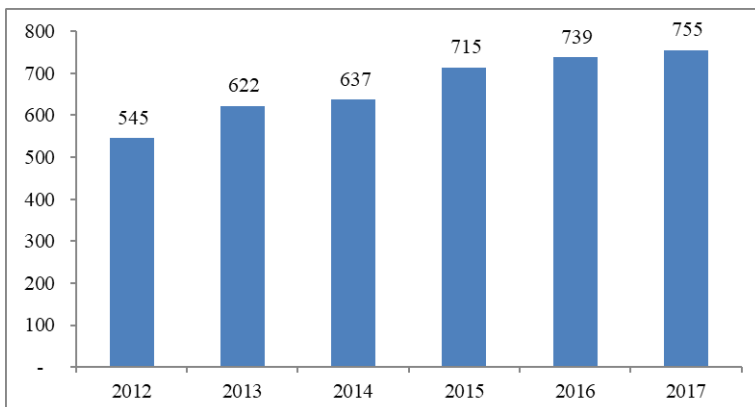


Ingresos **Costo de ventas**

Fuente: Elaboración propia, 2018.

El costo de ventas al 31 de diciembre de 2017 disminuyó en -1,33% (de S/ 2.901 millones a S/2.862 millones). Esto se explica básicamente por la disminución en el precio de compra de energía. Sin embargo, es preciso mencionar que la tarifa de compra/venta de energía eléctrica está afecta al régimen regulado; por lo tanto, la modificación del precio significa que afectará a todas las empresas de distribución. El detalle del costo de ventas se puede explicar de la siguiente manera: el 52,5% (S/ 1.107 millones) corresponde a compra de energía a terceros, mientras que el 32,3% (S/ 680 millones) corresponde a la compra de energía a entidades relacionadas al sector.

Gráfico 12. Utilidad bruta (millones de soles)



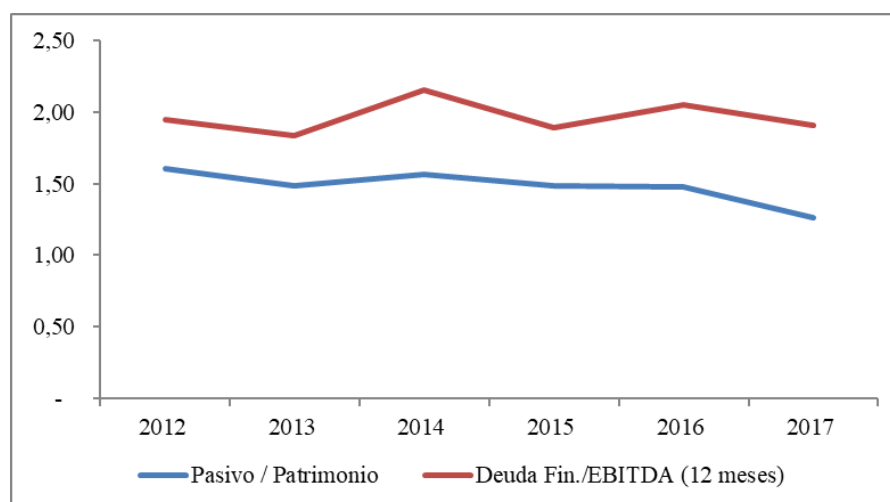
Fuente: Elaboración propia, 2018.

En el gráfico 11, podemos observar que, a pesar de la caída en sus ingresos la utilidad neta, no disminuye, al contrario sigue la tendencia creciente de los últimos años; esto en concordancia con el hecho de que los costos de ventas cayeron en mayor proporción al de los ingresos.

4. Solvencia

El pasivo de la empresa registró una disminución del -3,28% al 31 de diciembre 2017 en relación con el año anterior. La deuda financiera a largo plazo equivale al 51,70% del total de los pasivos (S/ 1.238 millones) y está conformada por emisión de bonos corporativos, los cuales son utilizados para ejecutar proyectos de media y alta tensión y que cuyos vencimientos son mayores al 2020 (ver anexo 10).

Gráfico 13. Ratios de solvencia



Fuente: Elaboración propia, 2018.

En el gráfico 12, podemos ver como la ratio de deuda financiera sobre EBITDA cae, esto debido a que la empresa emitió el sexto programa de bonos corporativos en noviembre de 2017, el cual será utilizado para refinanciar su deuda y para los nuevos proyectos.

5. Liquidez

El activo no corriente y el pasivo no corriente cerraron al 31 de diciembre de 2017 en 87,2% y 59,5% respectivamente, es decir, la empresa maneja ambos a largo plazo. El activo corriente tuvo

una caída importante (-14,3%) explicado principalmente por la disminución de días de cobro, producto de la nueva política de corte del servicio a los 30 días de vencimiento (ver anexo 10).

6. Rentabilidad

La empresa tiene ratios de rentabilidad dentro de los márgenes del mercado (ver anexo 11). Podemos destacar que el margen bruto cerró en 25,70% a diciembre de 2017, porcentaje dentro de los rangos promedios obtenidos para empresas comparables. El margen EBITDA se mantiene estable al cierre del periodo, el cual se situó en 25,70%, ligeramente mayor al cierre de 2016 que fue de 24,30%, esto a pesar de que cayeron los ingresos en último año. Sin embargo, hubo disminución en sus costos de ventas y un adecuado manejo de sus gastos financieros netos.

Capítulo IV. Valoración de la empresa

Con fin de determinar el valor razonable de la empresa ENEL Distribución, se consideró determinar el valor de la empresa a través de las metodologías de valorización aplicables en el mercado y que parten de una base académica. Para esto se han considerado supuestos como la fecha de valorización y la metodología de valorización adecuada para determinar el valor razonable de la empresa.

La justificación de los supuestos se realizó en base a un análisis financiero histórico y análisis estratégico de la empresa.

1. Fecha de valorización

La presente valorización de la empresa ENEL Distribución se realiza con fecha 31 de mayo de 2018.

2. Justificación del método

Para la determinación del valor razonable de la Empresa ENEL Distribución y de sus acciones, se ha utilizado el método de flujos de cajas descontados, teniendo en cuenta el principio de empresa en marcha, el cual recoge la capacidad de generación de flujos de caja futuros, los cuales son derivados de las operaciones de sus activos. Para la determinación del valor razonable de las acciones, se consideró el valor razonable de la empresa ENEL Distribución menos la deuda neta (deuda menos caja) y se sumaron los activos no operativos, y restaron los pasivos no operativos (que no generan flujos de caja operativos) para determinar el valor razonable del patrimonio. Con el valor razonable del patrimonio, se determinó el valor razonable de la acción de la empresa, considerando el total de acciones con las que cuenta la empresa.

3. Metodología

En el punto anterior mencionamos que utilizaremos en flujo de caja descontado (FCD) para valorizar la empresa. Los flujos se han proyectado identificando los eventos históricos más importantes, así mismo, se ha utilizado las proyecciones de empresas ligadas al sector. Con estos datos, se han sensibilizado y construido los flujos de efectivo, teniendo en cuenta un horizonte de cinco años y en el último se considera el valor terminal de la empresa, partiendo del concepto de

que la vida de la empresa es indefinida pero el horizonte a proyectar es finito. Los conceptos que considera el FCD son los siguientes:

- Tasa de descuento, que corresponde a la rentabilidad mínima que exige la inversión del capital. Para esta valoración, utilizaremos el WACC (costo promedio ponderado del capital).
- Calcular los flujos de caja de los activos con los que cuenta la empresa. Estos datos se proyectarán en base a los estados financieros auditados.

4. Estimación del costo patrimonial y costo de capital de la empresa

Para analizar la empresa, tenemos que revisar las características del negocio y su propio riesgo. Por eso, para estimar su costo patrimonial, necesitaremos calcular el beta referencial; luego, estimaremos el costo de la deuda de acuerdo con el sector. La metodología utilizada para estimar el costo del patrimonio y el costo de la deuda se ha corroborado con valorizaciones de banca de inversiones exteriores y locales, por lo cual no encontramos evidencia contraria que permita justificar que dicha metodología no es adecuada (ver anexo 12).

Para la selección de empresas comparables, se ha considerado el beta apalancado; además, se utilizaron empresas públicas que cotizan en las bolsas de valores de sus respectivos países y que se encuentran exclusivamente en el sector distribución de energía. Como primer filtro se ubicó empresas de países sudamericanos y excluyeron aquellas que tienen otros negocios que no sean de distribución de energía; por ejemplo, generación y transmisión. Asimismo, se complementó la muestra con otras empresas del sector de EE. UU. y Filipinas que fueron las empresas que cumplieron con los criterios antes establecidos.

Al final para la estimación del beta desapalancado, se utilizó la estructura de deuda/capital de mercado de cada empresa, así como sus respectivas tasas impositiva con fines de estimar un beta sin apalancar, propio del riesgo del activo. Para este criterio, se tomó la mediana de la muestra de comparables y fue comparada con otros betas sectoriales para el sector (Damodaran 2018)

Cabe destacar que no es adecuado (académicamente y a nivel práctico) apalancar el beta para la estimación del costo patrimonial considerando la estructura de capital contable de la misma empresa; esto lo sustentamos con los siguientes enunciados:

- El concepto de toda valorización es el de “valor razonable”, es decir, el valor que tiene un activo para un participante de mercado (ver NIIF 13). Por lo tanto, al considerar la estructura de capital de la empresa, se estaría subvaluando o sobreponderando el valor del activo, dado,

por ejemplo, que si una empresa no contempla deuda, el valor del activo se estaría castigado, ya que no sería la estructura de capital que un participante de mercado tomaría para financiar la operación del activo (esa es la explicación cuando se comenta que se está castigando el valor, debido que se está valorando por debajo del mercado).

- Pablo Fernández, doctor por la Universidad de Harvard y profesor de Valorización de la escuela de negocios de IESE, en su *paper* “120 errores de valorización de empresas”, comenta lo siguiente: «Estimación de la estructura financiera - El cálculo del WACC requiere la ponderación de los costes de capital propio (E) y de la deuda (D) a partir del peso de cada fuente de financiación respecto al valor de mercado de la empresa (V, donde $V = E + D$). Conceptualmente, la ponderación apropiada es aquella que refleja la estructura de capital esperada por los inversores.»
- Aaswath Damodaran, doctor y profesor de Valorización en la Universidad de Nueva York (NYU, por sus siglas en inglés), afirma que la estructura de capital a ser considerado en la WACC puede ser basada en cómo los participantes de mercado consideran la estructura capital para la operación del activo. En sus propias palabras, «*[c]apital structure. Next, we calculate the proportion that debt and equity capital contribute to the entire enterprise, using the market values of total debt and equity to reflect the investments on which those investors expect to earn a minimum return*»
- En la práctica tanto banca de inversión local como extranjera utilizan la estructura de capital de mercado para apalancar el beta (ver anexo 12).

Tomando en cuenta los puntos anteriores, el apalancamiento del beta y la estimación de la tasa de descuento WACC que pondera la estructura de capital no consideran la estructura contable de esta. Con fines de estimar la estructura de capital adecuada para el negocio de distribución de energía, se tomó en cuenta la estructura de capital de mercado u objetivo, es decir, la estructura de mercado que tendría ENEL Distribución. Todo ello, considerando que es la forma como un participante de mercado maximizaría el valor del negocio y en base a los supuestos que utilizarían para la determinación del valor, esto bajo la premisa de la normas internacionales financieras, que consideran el valor razonable de un activo de la siguiente manera: «NIIF 13 Párrafo 22: Una entidad medirá el valor razonable de un activo o un pasivo utilizando los supuestos que los participantes del mercado utilizarían para fijar el precio del activo o pasivo, suponiendo que los participantes del mercado actúan en su mejor interés económico».

La estructura de capital de mercado de 68,29%, la cual toma en cuenta el valor de mercado de la deuda y del patrimonio, se contempló tanto para la construcción de la tasa WACC como para el apalancamiento del Beta.

Este enfoque de valorización resuelve el problema de la recursividad o referencia circular de la WACC, debido a que si esta contempla el valor de mercado del patrimonio y de la deuda, ya estaría calculando el valor de la empresa sin hacer ningún ejercicio de valorización. A esta situación se le conoce como referencia circular entre el uso de la metodología de los flujos de caja descontados y la WACC. Con fines de evitar este problema de recursividad, tanto académico como de los valorizadores prácticos, se recomienda usar una estructura de capital de mercado objetivo para los niveles de deuda y de patrimonio.

4.1 Estimación costo patrimonio

Este cálculo se realizó utilizando la fórmula del CAPM (Capital Asset Pricing Model) de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$K_e = R_f + (R_m - R_f) \times \beta$$

Donde:

K_e	Costo del patrimonio
R_f	Tasa libre de riesgo
R_m	Riesgo de mercado
β	Beta de la compañía

Para la selección de empresas comparables y obtener el beta apalancado, el criterio de selección tomó en cuenta empresas públicas que cotizan en sus respectivas bolsas de valores y que se encuentren exclusivamente en el sector energía. El filtro fue identificar empresas sudamericanas que no tengan otros negocios más que el de distribución de energía, y se complementó la muestra con empresas de EE. UU. y Filipinas que cumplieran con el criterio antes mencionado. El beta desapalancado se estimó calculando la mediana de betas desapalancados de empresas comparables y se obtuvo 0,40.

Tabla 9. Betas desapalancados empresas comparables

Ticker	Compañía	País	Beta desapalancado
BASE:EDN	Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima	Argentina	1,00
NYSE:PPL	PPL Corporation	EE. UU.	0,39
BOVESPA:COCE5	Companhia Energética do Ceará - Coelce	Brasil	0,40
BVL:LUSURC1	Luz del Sur S.A.A.	Perú	0,21
BOVESPA:EKTR4	Elektro Redes S.A.	Brasil	0,20
NYSE:AEP	American Electric Power Company, Inc.	EE. UU.	0,13
PSE:MER	Manila Electric Company	Filipinas	0,41
BVL:ENDISPC1	Enel Distribución Perú S.A.A.	Perú	0,24
BOVESPA:CPFE3	CPFL Energía S.A.	Brasil	0,49
BOVESPA:CLSC4	Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.	Brasil	0,66
BOVESPA:CEED3	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	Brasil	0,58
		Mediana	0,40

Fuente: Capital IQ, 2018.

Para realizar el cálculo de la estructura de capital, de igual manera, se utilizó la mediana del ratio deuda/patrimonio de empresas comparables (la muestra es la misma que se utilizó para el cálculo del beta), así como su respectiva tasa impositiva con fines de estimar un beta sin apalancar y propio del riesgo del activo.

Tabla 10. Estructura del capital empresas comparables

Ticker	Compañía	País	Deuda / Patrimonio
BASE:EDN	Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima	Argentina	24,4%
NYSE:PPL	PPL Corporation	EE. UU.	90,7%
BOVESPA:COCE5	Companhia Energética do Ceará - Coelce	Brasil	37,8%
BVL:LUSURC1	Luz del Sur S.A.A.	Perú	29,7%
BOVESPA:EKTR4	Elektro Redes S.A.	Brasil	105,4%
NYSE:AEP	American Electric Power Company, Inc.	EE. UU.	68,3%
PSE:MER	Manila Electric Company	Filipinas	10,7%
BVL:ENDISPC1	Enel Distribución Perú S.A.A.	Perú	38,3%
BOVESPA:CPFE3	CPFL Energía S.A.	Brasil	87,4%
BOVESPA:CLSC4	Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.	Brasil	100,0%
BOVESPA:CEED3	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	Brasil	360,5%
		Mediana	68,29%

Fuente: Capital IQ, 2018.

La estructura de capital (Ec) se estimó también calculando las medianas de empresas comparables y se obtuvo como resultado 68,30%.

Otros componentes necesarios para la estimación del costo del patrimonio son los siguientes:

- Tasa impuesto a la renta (IR): Se ha utilizado la tasa vigente a largo plazo (29,5%).
- Participación a los trabajadores (PT): La tasa vigente es de 5% de acuerdo con el Decreto Ley N° 892.
- Tasa efectiva de impuestos: Se obtiene utilizando la formula $T = 1 - (1 - IR) \times (1 - PT)$, reemplazando la formula tendríamos que IR = 29,5% y PT = 5%, por lo tanto, el cálculo final sería 33%.
- Tasa libre de riesgo: Se ha considerado el rendimiento del bono a 20Y al 31 de mayo de 2018 es de 2,91%.

Tabla 11. US Treasury

	1M	3M	6M	1Y	2Y	3Y	5Y	7Y	10Y	20Y	30Y
	IQT36 183815	IQT36 183818	IQT36 183821	IQT36 183824	IQT36 183827	IQT36 183830	IQT36 183833	IQT36 183836	IQT36 183839	IQT36 183842	IQT36 183845
Daily Treasury Yield Curve Rates	1,76%	1,93%	2,08%	2,23%	2,40%	2,54%	2,68%	2,78%	2,83%	2,91%	3,00%

Fuente: Gobierno de Estados Unidos, 2018.

Para la prima de riesgo país se ha considerado el EMBIG+Peru (CDS Perú curve rates 10Y) 1,53% multiplicado por el ajuste de volatilidad publicado por Damodaran (1,87%).

Tabla 12. Prima riesgo país (Credit Default Swaps Perú)

	1Y	2Y	3Y	4Y	5Y	6Y	7Y	8Y	9Y	10Y
	IQT462 14358	IQT462 14359	IQT462 14360	IQT462 14361	IQT462 14362	IQT462 14363	IQT462 14364	IQT462 14365	IQT462 14366	IQT462 14367
CDS Perú Curve Rates	0,28%	0,38%	0,54%	0,73%	0,95%	1,13%	1,25%	1,37%	1,46%	1,53%

Fuente: Damoran, 2018.

Tabla 13. Ajuste de volatilidad para Perú

Country	Std deviation in Equities (weekly)	SBond	SEquity/ SBond	s (CDS)	CDS	CVCDs	SEquity/ SCDS
Perú	15,94%	8,51%	1,87	0,34%	2,35%	14,50%	109,94%

Fuente: Damoran, 2018.

Para la prima de mercado, se ha obtenido el dato de la web de Damodaran, utilizando el promedio aritmético de los retornos Stocks - T.Bonds, desde 1928 hasta el año 2017.

Tabla 14. Prima de mercado

Arithmetic Average	Risk Premium	
	Stocks - T.Bills	Stocks - T.Bonds
1928-2017	8,09%	6,38%
1968-2017	6,58%	4,24%
2008-2017	9,85%	5,98%

Fuente: Damoran, 2018.

- Beta apalancado, se ha utilizado la siguiente formula:

$$\beta_a = \beta_d \times \left(1 + \frac{D}{E} \times (1 - T) \right)$$

Donde:

β_a Beta apalancado

β_d Beta desapalancado

Entonces, con los cálculos obtenidos anteriormente, el β_a sería:

Tabla 15. Beta apalancado

Beta apalancado (β_a)	
Beta desapalancado	0,40
Estructura de capital	68,29%
Tasa efectiva de impuestos	33,03%
Beta apalancado	58,01%

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Justificamos esta metodología para apalancar el beta utilizando de la estructura de capital de empresas comparables (tabla 16) bajo los siguientes conceptos:

- Según el *paper* del profesor Pablo Fernández “120 errores de valoración de empresas”, se debe utilizar la estructura de capital esperada por los inversores.

- Por otro lado, Damodaran comenta que la estructura de capital a considerar para el cálculo del WACC puede basarse en cómo los participantes del mercado consideran la estructura de capital para la operación del activo.

Finalmente, con todos los componentes del CAPM, obtenemos el costo del patrimonio en dólares:

Tabla 16. Costo del patrimonio

Estimación costo del patrimonio	
Beta desapalancado	0,40
Estructura de capital	68,29%
Tasa de impuesto a la renta	29,50%
Participación a los trabajadores	5,00%
Tasa efectiva de impuestos	33,03%
Tasa de libre riesgo	2,91%
Prima por riesgo país	2,87%
Prima de mercado	6,38%
Beta apalancado	58,01%
Costo del patrimonio USD (Cp USD)	9,5%
Costo del patrimonio PEN (Cp PEN)	11,0%

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Sin embargo, como podemos observar, la tabla adjunta anteriormente incluye el costo del patrimonio en soles, el cual se ha obtenido con la siguiente formula:

$$Cp\ PEN = 1 + Cp\ USD \times \left(1 + \frac{(1 - Inflación\ Perú)}{(1 - Inflación\ USA)} \right) - 1$$

La inflación de EE. UU. (2,09%) y Perú (3,47%) son datos obtenidos de la diferencia de las curvas soberanas.

Tabla 17. Cálculo inflación Perú

SBS - Comparativo curvas Soberana Perú						
Sec.	Fecha de proceso	Periodo (días)	Curva Cupón Cero Perú Vac Soberana (%) - (b)	Curva Cupón Cero Perú Soles Soberana (%) - (a)	Periodo (años)	(a) - (b)
81	31/05/2018	7200	3,3808576	6,8506811	20,00	3,47

Fuente: Elaboración propia, 2018, basada en SBS, 2018.

Tabla 18. Cálculo inflación EE. UU.

US Treasury	5Y	7Y	10Y	20Y	30Y
Daily Treasury Yield Curve Rates	2,03%	2,03%	2,07%	2,07%	2,09%

Fuente: Elaboración propia, 2018, basada en US Treasury, 2018.

4.2 Estimación de la deuda

El costo de la deuda se obtiene mediante el cálculo de la deuda pre-tax, el cual tiene los siguientes componentes:

- Costo de la deuda pre-tax: Para tal fin usamos el vector que publica la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú (SBS) de los bonos emitidos en el mercado local al 31 de mayo de 2018 y seleccionamos los que tienen rating AAA. Luego, utilizamos la TIR y la duración, y con estos datos calculamos suma producto cuyo resultado es 5,97%.

Tabla 19. Costo de deuda

Nemónico	ISIN/Identif.	Emisor	Moneda	TIR %	Duración
EGP3BC8A	PEP70051M263	Enel Perú S.A.A.	USD	5,73	7,38
ENGIE1BC3U	PEP70210M034	Engie Energía P	USD	4,99	7,62
REP3BC4A	PEP70310M131	REP	USD	6,80	9,11
SCO1TRYT2A	PEP80200F250	SCOTIA ST	USD	6,16	9,60
Suma_Producto TIR y Duración Bonos AAA					5,97%

Fuente: Elaboración propia, 2018, basada en SBS, 2018.

- La tasa efectiva de impuestos se calculó anteriormente y es de 33,03%.

Con los datos calculados obtenemos el costo de la deuda post tax USD usando la siguiente formula:

$$\text{Costo deuda post tax} = 1 + \text{Costo deuda pre tax} \times (1 - \text{Tasa efectiva impuestos})$$

Tabla 20. Estimación costo de la deuda

Estimación costo de la deuda	
Costo de la deuda pre-tax	5,97%
Tasa efectiva de impuestos	33,03%
Costo de la deuda post-tax USD	4,00%
Costo de la deuda post-tax PEN	5,43%

Fuente: Elaboración propia, 2018.

En la tabla anterior, se ha calculado finalmente el costo de la deuda post tax en soles, para tal efecto se ha utilizado la siguiente formula:

$$\text{Costo deuda post tax PEN} = (1 + \text{Costo deuda post tax USD}) \times \left(\frac{(1 + \text{Inflación Perú})}{(1 + \text{Inflación USA})} \right) - 1$$

5. Estimación de la tasa de descuento

Para hallar la tasa de descuento, utilizaremos la fórmula del costo de capital promedio ponderado (WACC), la cual se detalla a continuación:

$$WACC = k_e \times \left(\frac{E}{D + E} \right) + k_d \times (1 - t) \times \left(\frac{D}{D + E} \right)$$

Donde:

WACC	Costo del capital promedio ponderado
E	Valor de mercado del patrimonio de la empresa
D	Deuda financiera neta de la compañía
Ke	Costo del patrimonio
Kd x (1-t)	Costo de la deuda después de impuestos

De acuerdo con el cálculo de la estructura de capital equivalente a 68,29%, el costo del patrimonio en dólares es de 9,5% (ver tabla 16), mientras que el costo de la deuda post-tax en dólares es equivalente a 4% (ver tabla 20); con estos cálculos obtenemos el WACC:

Tabla 21. WACC

Weighted Average Cost of Capital	
Costo ponderado del patrimonio	5,6%
Costo ponderado de la deuda	1,6%
WACC nominal USD post-tax	7,3%
WACC nominal PEN post-tax	8,7%

Fuente: Elaboración propia, 2018.

El costo ponderado del patrimonio (C_{pp}) se obtiene con la siguiente fórmula:

$$C_{pp} = \left(\frac{1}{(1 + E_c)} \right) \times CP\ USD$$

Donde:

E_c Estructura de capital

$CP\ USD$ Costo patrimonio USD

El costo ponderado de la deuda (C_{pd}) se obtiene con la siguiente fórmula:

$$C_{pd} = \left(1 - \left(\frac{1}{(1 + E_c)} \right) \right) \times Costo\ deuda\ post\ tax$$

Finalmente, el WACC nominal USD post tax se obtiene de la sumatoria del costo ponderado del patrimonio más el costo ponderado de la deuda, el cual es 7,3%. Sin embargo, es necesario traer ese valor a una tasa en soles, por lo tanto, utilizaremos la siguiente fórmula para hallar el WACC nominal PEN post tax:

$$WACC\ nom.\ post\ tax = (1 + WACC\ nom.\ post\ tax\ USD) \times \left(\frac{1 + Inflación\ Perú}{1 + Inflación\ USA} \right) - 1$$

Con esta fórmula, el cálculo obtenido es 8,7%.

Tabla 22. Resumen variables utilizadas para el cálculo del WACC

Estimación costo del patrimonio	
Beta desapalancado	0,40
Estructura de capital	68,3%
Tasa de impuesto a la renta	29,5%
Participación a los trabajadores	5,0%
Tasa efectiva de impuestos	33,0%
Tasa de libre riesgo	2,9%
Prima por riesgo país	2,87%
Prima de mercado	6,4%
Beta apalancado	0,58
Costo del patrimonio USD	9,5%
Costo del patrimonio PEN	11,0%
Estimación costo de la deuda	
Costo de la deuda pre-tax	6,0%
Tasa efectiva de impuestos	33,0%
Costo de la deuda post-tax USD	4,0%
Costo de la deuda post-tax PEN	5,4%
Inflación largo plazo	
Inflación USA: US Treasury, diferencia de curvas	2,1%
Inflación Perú: SBS, diferencia de curvas	3,5%
Weighted Average Cost of Capital	
Costo ponderado del patrimonio	5,6%
Costo ponderado de la deuda	1,6%
WACC nominal USD post-tax	7,3%
WACC nominal PEN post-tax	8,7%

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Cabe destacar que, para la construcción de la tasa de descuento WACC, se consideró la tasa de impuesto a la renta efectiva, la cual toma en cuenta la tasa combinada de impuesto a la renta y la tasa de participación de trabajadores, tal como se muestra en la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned}
 & \textit{Tasa efectiva de IR} \\
 & = 1 - (1 - \textit{Tasa de Participación de trabajadores}) * (1 \\
 & \quad - \textit{tasa de impuestos a la renta})
 \end{aligned}$$

Se considera una tasa efectiva de impuesto a la renta, dado que los flujos operacionales que parten del EBITDA no contemplan participación de trabajadores, por lo tanto, el flujo es más alto y debe ser descontado con una tasa de descuento más alta. Para el presente calculo, debido a que los impuestos efectivos totales que se le aplican al flujo resultan en una combinación de la tasa de impuesto a la renta y participación de trabajadores, y, con la finalidad de guardar consistencia con la tasa de descuento que descontará los flujos proyectados, se contempla el uso de la tasa de impuesto a la renta efectiva. Esto nos permite identificar los impuestos que paga el activo para su

operación. De considerar participación de trabajadores en el flujo y no en la tasa de descuento, se tendría una inconsistencia de valorización, debido a que el riesgo, naturaleza y conceptos del flujo deben estar alineados a lo considerado en la tasa de descuento. Para esto citamos las normas internacionales financieras referidas a la estimación del valor razonable de los activos:

«Párrafo B14 – NIIF 13

(d) Los supuestos sobre flujos de efectivo y tasas de descuento deben ser congruentes internamente. De forma análoga, los flujos de efectivo después de impuestos deben descontarse utilizando una tasa de descuento después de impuestos. Los flujos de efectivo antes de impuestos deben descontarse a una tasa congruente con esos flujos de efectivo

(c) Para evitar la doble contabilización o la omisión de los efectos de los factores de riesgo, las tasas de descuento deberían reflejar supuestos que sean congruentes con los inherentes a los flujos de efectivo. Por ejemplo, una tasa de descuento que refleja la incertidumbre en las expectativas sobre incumplimientos futuros es adecuada si se utilizan los flujos de efectivo contractuales de un préstamo.»

6. Proyección de los supuestos operacionales del negocio

6.1 Ingresos operacionales

Para proyectar los ingresos operacionales, partimos de la data de los periodos comprendidos entre el 2012 y 2017 publicada en las memorias anuales y obtenemos los ingresos por cada tipo de ingreso. Los de rubros que componen sus ingresos operacionales son residencial, comercial, industrial, peaje. Con esa data, se ha calculado los promedios históricos, de tal manera que podamos proyectar los ingresos para los próximos cinco años.

Tabla 23. Ingresos operacionales 2012-2017 (miles de soles)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Promedio
Var % anual		6,71%	11,28%	13,42%	11,32%	3,36%	9,22%
Residencial	925.673	987.807	1.099.268	1.246.749	1.387.863	1.434.470	
Var % anual		9,17%	13,82%	15,14%	-7,29%	-21,26%	1,92%
Comercial	373.968	408.252	464.681	535.050	496.031	390.568	
Var % anual		-1,15%	4,47%	11,27%	25,78%	21,93%	12,46%
Industrial	309.242	305.676	319.341	355.339	446.939	544.955	
Var % anual		1,52%	6,65%	20,07%	-5,63%	-22,98%	-0,07%
Otros	366.776	372.351	397.129	476.848	450.007	346.604	
Var % anual		-9,23%	29,72%	30,46%	35,51%	47,78%	26,85%
Peaje	11.301	10.258	13.306	17.359	23.523	34.763	

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Promedio
Total	1.986.960	2.084.344	2.293.725	2.631.345	2.804.363	2.751.360	o

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Para la proyección de los ingresos residenciales, no se ha considerado el promedio histórico, sino se ha utilizado como tasa de crecimiento 2,1%, que se sustenta con el crecimiento de la industria según el reporte de BMI Reserch a Fitch Group Company, teniendo en cuenta que este rubro es regulado. Por otro lado, para los otros componentes de los ingresos operacionales, se utilizó el promedio histórico de la muestra, con esos datos se ha proyectado el crecimiento de cada uno de dichos ítems.

Tabla 24. Proyección ingresos operacionales 2018-2022 (en miles de soles)

		2018 P	2019 P	2020 P	2021 P	2022 P
	Var % anual	2,10%	2,10%	2,10%	2,10%	2,10%
Residencial		1.464.594	1.495.350	1.526.752	1.558.814	1.591.549
	Var % anual	1,92%	1,92%	1,92%	1,92%	1,92%
Comercial		398.051	405.677	413.450	421.371	429.444
	Var % anual	12,46%	12,46%	12,46%	12,46%	12,46%
Industrial		612.855	689.215	775.089	871.663	980.270
	Var % anual	-0,07%	-0,07%	-0,07%	-0,07%	-0,07%
Otros		346.355	346.107	345.859	345.611	345.363
	Var % anual	26,85%	26,85%	26,85%	26,85%	26,85%
Peaje		44.095	55.934	70.950	89.998	114.159
Total ingresos operacionales		2.865.951	2.992.283	3.132.100	3.287.457	3.460.785

Fuente: Elaboración propia, 2018.

6.2 Otros ingresos operativos

Se ha realizado el cálculo de la relación otros ingresos/ventas desde los años 2014-2017 y se obtuvo el promedio de 3,46%. Por ello, suponemos que este porcentaje sobre ventas proyectadas para el mismo periodo será el monto que se espera obtener para este rubro.

Tabla 25. Proyección otros ingresos operativos 2018-2022 (en miles de soles)

	2018 P	2019 P	2020 P	2021 P	2022 P
Otros ingresos operativos	99.263	103.639	108.482	113.862	119.866
% / ventas	3,46%	3,46%	3,46%	3,46%	3,46%

Fuente: Elaboración propia, 2018.

6.3 Costo de ventas

El rubro de compra de energía a terceros (CET) se ha proyectado realizando el cálculo de la relación CET/ventas para los años 2013-2017, sin tomar en cuenta el año 2015, debido a que ese año se reajustó el precio de generación y distribución (reajustes sucesivos y el tipo de cambio) como lo apuntamos líneas arriba. Con este cálculo obtuvimos el promedio de la muestra (41,97%), asumiremos que ese porcentaje en relación con las ventas corresponderá a este rubro.

La compra de energía a entidades relacionadas (EER) se ha proyectado de forma similar que el rubro anterior, es decir, se ha calculado la relación EER/ventas para los años 2014-2017 anualmente. Luego, se ha obtenido el promedio, lo ha dado como resultado 21,60%, asumimos este porcentaje de acuerdo con las ventas proyectadas.

Tabla 26. Proyección costo de ventas 2018-2022 (en miles de soles)

	2018 P	2019 P	2020 P	2021 P	2022 P
Compra energía terceros	1.202.932	1.255.958	1.314.643	1.379.851	1.452.603
%/Ventas	41,97%	41,97%	41,97%	41,97%	41,97%
Compra energía entidades relacionadas	618.976	646.261	676.458	710.011	747.446
%/Ventas	21,60%	21,60%	21,60%	21,60%	21,60%

Fuente: Elaboración propia, 2018.

6.4 Gastos de ventas, administración y otros ingresos

Se ha proyectado con la información histórica 2013-2017, utilizando la relación %/ventas para cada año. Con estos datos anuales, se ha calculado el promedio, y el resultado obtenido para cada rubro se ha utilizado en función a la proyección de ingresos. Cabe resaltar que estos se han mantenido constantes en el tiempo, es decir, sin fluctuaciones importantes.

Asimismo, para la proyección de los gastos operativos, se consideró que la relación sobre un porcentaje de la ventas no considere la participación de trabajadores, debido a que de acuerdo con las normas internacionales financieras, la participación de trabajadores debe ser alojada en los gastos operacionales. Con fines de valorización y evitar incluir el efecto histórico de gastos financieros en los flujos operacionales, se contempló que los gastos operativos no consideren la participación de trabajadores y este sea estimado con la tasa de impuesto a la renta de manera efectiva; el resultado es equivalente. Detallamos tres ejemplos:

Ejemplo 1

Caso con impuesto separado No NIFF

Ingresos	1,000
Costos	-200
Gastos operativos	-300
<hr/>	<hr/>
Utilidad operativa	500
Participación trabajadores 10%	-50
Utilidad antes de impuestos	450
Impuesto a la renta 30%	-135
<hr/>	<hr/>
Utilidad después de impuestos	315

Ejemplo 2

Caso con impuesto efectivo No NIFF

Ingresos	1.000
Costos	-200
Gastos operativos	-300
<hr/>	<hr/>
	500
Impuesto efectivo 37%	-185
1-(1- Tasa PTU)*(1-Tasa IR)	
<hr/>	<hr/>
Utilidad después de impuestos	315

Ejemplo 3

Caso NIFF

Ingresos	1.000
Costos	-200
Gastos Operativos	-300
Participación trabajadores 10%	-50
<hr/>	<hr/>
	450
Impuesto a la renta 30%	-135
<hr/>	<hr/>
Utilidad después de impuestos	315

Como podemos observar en los tres ejemplos se obtiene la misma utilidad de 315.

Tabla 27. Proyección gastos de ventas, administración y otros ingresos 2018-2022 (en miles de soles)

	2018 P	2019 P	2020 P	2021 P	2022 P
Subtotal gasto de ventas (sin DYA)	82.116	85.736	89.742	94.194	99.160
% / Ventas	2,87%	2,87%	2,87%	2,87%	2,87%
Subtotal gasto de administración (sin DYA)	86,199	89.999	94.204	98.877	104.090
% / Ventas	3,01%	3,01%	3,01%	3,01%	3,01%
Otros ingresos operativos	30.008	31.331	32.795	34.422	36.236
% / Ventas	1,05%	1,05%	1,05%	1,05%	1,05%
Otros gastos operativos	7.330	7.653	8.011	8.408	8.852
% / Ventas	0,26%	0,26%	0,26%	0,26%	0,26%
Ingresos financieros	20.079	19.061	19.853	20.732	21.893
% / Ventas	0,70%	0,64%	0,63%	0,63%	0,63%
Gastos financieros	106.419	108.465	109.273	117.379	123.596
% / Ventas	3,71%	3,62%	3,49%	3,57%	3,57%
Diferencias de cambio neto	1.168	1.168	1.168	1.168	1.168

Fuente: Elaboración propia, 2018.

El rubro diferencias de cambio se ha asumido con la cifra que cerró el 2017 (S/ 1,168), teniendo en cuenta que no sufre fluctuaciones importantes en la data histórica 2012-2017.

6.5 Cuentas por cobrar

Se realizó el cálculo de los días por cobrar de los años 2012-2017 mediante la siguiente fórmula:

$$Dias = \frac{Cuentas\ por\ cobrar\ comerciales}{Ingresos\ por\ ventas} \times 365$$

Con dicha fórmula se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 28. Días por cuentas por cobrar comerciales

		2012	2013	2014	2015	2016	2017	Promedio
Cuentas por cobrar comerciales	Nº días	44	42	42	44	45	29	41

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Como podemos observar para el año 2017, los días de cobro son los 29, y este número cambia radicalmente en comparación con los anteriores, debido a que la política de corte del servicio cambia a 30 días. Dicho esto asumiremos esos 29 días para la proyección de los años 2018-2022. Partiendo que los días de cobro para los siguientes años son 29, con la siguiente fórmula obtendremos la proyección 2017-2022:

$$CXC = \frac{N^{\circ} \text{Días}}{365} \times \text{Ingresos por ventas}$$

Los resultados los siguientes:

Tabla 29. Proyección cuentas por cobrar comerciales 2018-2022 (en miles de soles)

(miles PEN)	2018 P	2019 P	2020 P	2021 P	2022 P
Cuentas por cobrar comerciales	234.163	244.485	255.909	268.602	282.764

Fuente: Elaboración propia, 2018.

6.6 Otras cuentas por cobrar, cuentas por cobrar a entidades relacionadas, inventarios

Para proyectar estos rubros, se utilizó la misma fórmula que el punto anterior, mediante la cual se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 30. Días, otras cuentas por cobrar, cuentas por cobrar a entidades relacionadas, inventarios

		2012	2013	2014	2015	2016	2017	Promedio
Otras cuentas por cobrar	N° días	4,1	3,0	3,7	1,8	2,4	2,5	2,91
Cuentas cobrar entidades relacionadas	N° días	0,1	0,2	0,6	1,7	0,8	0,7	0,67
Inventarios	N° días	5,6	6,6	8,5	8,2	5,1	6,0	5,83

Fuente: Elaboración propia, 2018.

En el caso de inventarios, el promedio se calculó sin tomar en cuenta los años 2014 y 2015, debido a que esos dos años tienen un incremento importante por obras de mantenimiento de la red por inicios de obras del Metro, líneas 2 y 4.

Utilizaremos la siguiente fórmula para proyectar los años 2018-2022:

$$Rubro = \frac{\text{Promedio } N^{\circ} \text{Días}}{365} \times \text{Ingresos por ventas}$$

Donde:

Rubro = otras cuentas por cobrar, cuentas por cobrar a entidades relacionadas, inventarios.

Finalmente, con dicha fórmula obtenemos la proyección 2018-2022:

Tabla 31. Proyección otras cuentas por cobrar, cuentas por cobrar a entidades relacionadas, inventarios 2018-2022 (en miles de soles)

(miles PEN)	2018 P	2019 P	2020 P	2021 P	2022 P
Otras cuentas por cobrar	23.661	24.704	25.858	27.141	28.572
Cuentas cobrar entidades relacionadas	5.404	5.642	5.905	6.198	6.525
Inventarios	32.587	34.023	35.613	37.380	39.350

Fuente: Elaboración propia, 2018.

6.7 Cuentas por pagar comerciales, otras cuentas por pagar, cuentas por pagar a entidades relacionadas, otras provisiones, pasivo por impuestos a ganancias

Para proyectar estos rubros, se calculó los días en relación con el costo de ventas de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Días = \frac{Rubro}{Costo \text{ venas}} \times 365$$

Donde:

Rubro = Cuentas por pagar comerciales, otras cuentas por pagar, cuentas por pagar a entidades relacionadas, otras provisiones, pasivo por impuesto a ganancias.

Obtuvimos los siguientes resultados:

Tabla 32. Días cuentas por pagar comerciales, otras cuentas por pagar, cuentas por pagar a entidades relacionadas, otras provisiones, pasivo por impuestos a ganancias

		2012	2013	2014	2015	2016	2017	Promedio
Cuentas por pagar comerciales	N° días	44,9	61,5	61,4	55,1	56,9	61,6	56,9
Otras cuentas por pagar	N° días	25,8	24,6	60,0	22,3	26,4	26,0	25,0
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	N° días	12,0	28,0	9,3	22,8	29,3	36,8	29,2
Otras provisiones	N° días	6,4	6,5	6,1	7,8	6,9	7,1	6,8
Pasivos por impuestos a las ganancias	N° días	0,9	-	2,7	2,4	-	1,3	1,2

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Con los datos obtenidos calculamos el promedio de la muestra (2012-2017), exceptuando otras cuentas por pagar y cuentas por pagar a entidades relacionadas, rubros para los que no se tomó en cuenta el año 2014, debido a que tuvieron fluctuaciones importantes. Para el caso de otras cuentas por pagar, el 28 de noviembre de 2014, ENEL recibe un importante adelanto de S/ 166 millones (ver notas EEFF 2014) para obras de alta tensión por la ejecución del Metro de Lima. Por otro lado, el rubro cuentas por pagar a entidades relacionadas, en el 2014, decidió pagar todos los préstamos a la matriz; por la aprobación de directorio del 2012 (ver notas EEFF 2014) sí había necesidad de optimizar la caja de las sucursales. Con los promedios de días obtenidos en el cálculo anterior, utilizaremos la siguiente fórmula para proyectar cada rubro por los pedidos 2018-2022:

$$Rubro = \frac{\text{Promedio } N^{\circ} \text{Días}}{365} \times \text{Costo ventas}$$

A continuación los resultados:

Tabla 33. Proyección cuentas por pagar comerciales, otras cuentas por pagar, cuentas por pagar a entidades relacionadas, otras provisiones, pasivos por impuestos a ganancias 2018-2022 (en miles de soles)

(miles PEN)	2018 P	2019 P	2020 P	2021 P	2022 P
Cuentas por pagar comerciales	318.104	332.126	347.645	364.889	384.127
Otras cuentas por pagar	139.908	146.075	152.901	160.485	168.946
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	163.351	170.552	178.521	187.376	197.255
Otras provisiones	38.125	39.805	41.665	43.732	46.038
Pasivos por impuestos a las ganancias	6.814	7.114	7.447	7.816	8.228

Fuente: Elaboración propia, 2018.

6.8 Capital de trabajo

Con los datos proyectados anteriormente correspondientes al activo corriente y pasivo corriente, proyectaremos el capital de trabajo. A continuación, presentamos el cálculo del año 2017 (en base a los estados financieros auditados) y la proyección 2018-2022 con los datos obtenidos en los puntos anteriores:

Tabla 34. Proyección capital de trabajo

(miles PEN)	2017	2018 P	2019 P	2020 P	2021 P	2022 P
Activo corriente						
Cuentas por cobrar comerciales	226.018	234.163	244.485	255.909	268.602	282.764
Otras cuentas por cobrar	19.791	23.661	24.704	25.858	27.141	28.572
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	5.424	5.404	5.642	5.905	6.198	6.525
Inventarios	34.801	32.587	34.023	35.613	37.380	39.350
Pasivo corriente						
Cuentas por pagar comerciales	355.614	318.104	332.126	347.645	364.889	384.127
Otras cuentas por pagar	150.128	139.908	146.075	152.901	160.485	168.946
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	212.476	163.351	170.552	178.521	187.376	197.255
Ingresos por ventas	2.862.076	2.965.214	3.095.922	3.240.582	3.401.319	3.580.651
Costo de ventas	-	-	-	-	-	-
	2.106.748	2.040.835	2.130.796	2.230.360	2.340.989	2.464.415
Capital de trabajo operativo	-	-	-	-	-	-
Variación de capital de trabajo operativo	1.187.512	1.249.928	1.305.025	1.366.004	1.433.759	1.509.353
		62.416	55.097	60.978	67.756	75.594

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Como podemos observar en la tabla anterior, el capital de trabajo operativo es positivo, esto debido a que el negocio tiene mayores cuentas por pagar que cuentas por cobrar y suministros. Por tanto, se financia con proveedores, lo que resulta en capital de trabajo positivos similar al negocio de *retail*. En otros negocios sí hace sentido que se tenga inversiones de capital de trabajo negativo, dado que se financia con cuentas por cobrar.

6.9 Depreciación y amortización (DYA)

Para proyectar la DYA para los periodos comprendidos entre los años 2018-2022, utilizaremos la información histórica de los estados financieros auditada; en ese contexto, partiremos con los siguientes datos:

Tabla 35. Cálculo tasa de depreciación

Rubro	(miles PEN)	Detalle
Activo fijo bruto	5.587.412	Obtenido de las notas de los estados financieros al 31 de diciembre de 2017
Activo fijo neto	3.745.397	Al cierre de 2017, total activo no corriente del estado situación financiera
Depreciación acumulada	1.842.015	Diferencia activo fijo bruto - activo fijo neto
Depreciación del periodo	163.994	Sumatoria depreciación 2017 todos los rubros, ver notas estados financieros

Tasa de depreciación	3%	Cociente depreciación periodo/ activo fijo bruto
-----------------------------	-----------	--

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Con los datos históricos obtenidos de las memorias de la empresa, elaboramos el detalle de las inversiones realizadas en los últimos cinco años, entonces procederemos a obtener la relación de cada uno de estos ítems vs. los ingresos operacionales, para luego estimar el promedio de cada inversión.

Tabla 36. Capex histórico 2012-2017

(millones PEN)	[Unidad]	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Promedio
Ingresos operacionales		1.987	2.084	2.294	2.631	2.804	2.751	
% / Ventas		1,85%	3,06%	4,32%	5,35%	4,15%	3,67%	3,18%
Ampliación de capacidad en subestaciones de transformación		36,70	63,70	99,10	140,80	116,40	101,10	
% / Ventas		2,39%	3,78%	3,31%	4,74%	1,94%	2,44%	2,63%
Ampliación y refuerzo de redes de media y baja tensión		47,40	78,70	76,00	124,80	54,50	67,00	
% / Ventas		0,95%	0,76%	0,89%	1,03%	0,60%	0,24%	0,64%
Ampliación de capacidad en alimentadores de media y baja tensión		18,90	15,80	20,30	27,20	16,80	6,60	
% / Ventas		1,76%	1,10%	1,07%	1,08%	0,92%	0,63%	1,10%
Atención/electrificación proyectos - ampliación redes asentamientos humanos		35,00	22,90	24,60	28,50	25,80	17,40	
% / Ventas		1,73%	1,85%	3,08%	1,99%	1,34%	0,94%	1,46%
Dotar de mayor seguridad a las instalaciones		34,30	38,50	70,70	52,40	37,60	25,80	
% / Ventas		0,81%	1,51%	0,82%	0,34%	0,22%	0,15%	0,67%
Mejora en la infraestructura destinada al alumbrado público		16,00	31,50	18,90	8,90	6,10	4,10	
% / Ventas		0,32%	0,28%	0,74%	0,58%	0,66%	0,81%	0,52%
Inversiones destinadas a la reducción de pérdidas comerciales		6,40	5,80	17,00	15,30	18,60	22,20	

(millones PEN)	[Unidad]	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Promedio
% / Ventas		4,95%	2,40%	3,81%	3,01%	4,82%	5,08%	4,31%
Otros		98,30	50,10	87,40	79,10	135,20	139,80	
Total CAPEX	millones PEN	293	307	414	477	411	384	

Total CAPEX	miles PEN	293.000	307.000	414.000	477.000	411.000	384.000	
--------------------	------------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	--

Fuente: Elaboración propia, 2018, en base a ENEL, 2018.

Con los promedios históricos, procedemos a proyectar las inversiones para los años 2018-2022. Para ello, utilizamos el promedio obtenido por cada inversión y lo multiplicamos por los ingresos operacionales proyectados anteriormente. Asimismo, debemos tener en cuenta que para el cálculo del promedio histórico de las inversiones comprometidas en la ampliación de subestaciones, refuerzo de redes de media y baja tensión, y la capacidad en alimentadores de media y baja tensión, se excluyó del cálculo los años 2014 y 2015, debido a que en esos periodos se realizaron obras relacionadas al metro de lima, lo cual lo consideramos como *outliers*.

Tabla 37. Proyección del Capex 2018-2022

(millones PEN)	[Unidad]	2018 P	2019 P	2020 P	2021 P	2022 P
Ingresos operacionales		2.866	2.992	3.132	3.287	3.461
Promedio % / ventas (periodos 2012,2013,2016,2017)		3,18%	3,18%	3,18%	3,18%	3,18%
Ampliación de capacidad en subestaciones de transformación		91,20	95,22	99,67	104,61	110,13
Promedio % / ventas (periodos 2012,2013,2016,2017)		2,63%	2,63%	2,63%	2,63%	2,63%
Ampliación y refuerzo de redes de media y baja tensión		75,52	78,85	82,53	86,62	91,19
Promedio % / ventas (periodos 2012,2013,2016,2017)		0,64%	0,64%	0,64%	0,64%	0,64%
Ampliación de capacidad en alimentadores de media y baja tensión		18,26	19,06	19,95	20,94	22,05
Promedio % / ventas (periodos 2012-2017)		1,09%	1,09%	1,09%	1,09%	1,09%
Atención/electrificación proyectos - ampliación redes asentamientos humanos		31,37	32,76	34,29	35,99	37,88
Promedio % / ventas (periodos 2012-2017)		1,82%	1,82%	1,82%	1,82%	1,82%
Dotar de mayor seguridad a las instalaciones		52,19	54,49	57,03	59,86	63,02
Promedio % / ventas (periodos 2012-2017)		0,64%	0,64%	0,64%	0,64%	0,64%
Mejora en la infraestructura destinada al alumbrado público		18,37	19,18	20,07	21,07	22,18
(millones PEN)	[Unidad]	2018 P	2019 P	2020 P	2021 P	2022 P

Promedio % / ventas (periodos 2012-2017)		0,57%	0,57%	0,57%	0,57%	0,57%
Inversiones destinadas a la reducción de pérdidas comerciales		16,21	16,92	17,71	18,59	19,57
Promedio % / ventas (periodos 2012-2017)		4,01%	4,01%	4,01%	4,01%	4,01%
Otros		114,97	120,04	125,65	131,88	138,83
TOTAL CAPEX	millones PEN	418	437	457	480	505

TOTAL CAPEX	miles PEN	418.077	436.506	456.902	479.565	504.849
--------------------	------------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------

Fuente: Elaboración propia, 2018, en base a ENEL, 2018.

El Capex proyectado para el periodo comprendido entre el 2018-2022 es el resultado del análisis de las inversiones históricas y se ha comparado con información publicada por ENEL del Capex que necesita los próximos años. Calculamos la depreciación acumulada para el mismo periodo de tiempo, utilizando el cociente de depreciación del 3%. Para tal efecto, preparamos la tabla que se presenta a continuación:

Tabla 38. Proyección depreciación 2018-2002 (expresado en millones de soles)

		2018	2019	2020	2021	2022	
Tasa de depreciación del Capex		3%					
Capex		418,08	436,51	456,90	479,56	504,85	
Depreciación		163,99	163,99	163,99	163,99	163,99	
D&A activos actuales		163,99	163,99	163,99	163,99	163,99	
Depreciación Capex							
Capex 2018		12,27	12,27	12,27	12,27	12,27	418,08
Capex 2019			12,81	12,81	12,81	12,81	436,51
Capex 2020				13,41	13,41	13,41	456,90
Capex 2021					14,08	14,08	479,56
Capex 2022						14,08	504,85
D&A Capex		12,27	25,08	38,49	52,57	66,64	
Depreciación acumulada	1.842,02	2.006,01	2.170,00	2.334,00	2.497,99	2.661,99	
D&A acumulada activos actuales	1.842,02	2.006	2.170	2.334	2.498	2.662	
Depreciación acumulada Capex							
Capex 2018		12,27	24,54	36,81	49,08	61,35	
Capex 2019			12,81	25,62	38,44	51,25	
Capex 2020				13,41	26,82	40,23	
Capex 2021					14,08	28,15	
Capex 2022						14,08	
D&A acumulada Capex		12,27	37,35	75,85	128,41	195,06	
D&A Capex		12,27	25,08	38,49	52,57	66,64	
Capex bruto		418,08	436,51	456,90	479,56	504,85	
Depreciación Capex acum.		12,27	37,35	75,85	128,41	195,06	
Capex neto		405,81	399,15	381,06	351,15	309,79	
D&A total		176,265	189,08	202,49	216,56	230,64	
D&A acumulado total		2.018	2.207	2.410	2.626	2.857	
Activo fijo bruto	5.587,41	6.005	6.442	6.899	7.378	7.883	
Activo fijo neto		3.987	4.235	4.489	4.752	5.026	

Activo fijo neto	98%	Porcentaje del total activo fijo
Intangibles neto	2%	Porcentaje del total activo fijo
Total	100%	
Costos de ventas	-71,2%	Porcentaje del total depreciación
Gastos de ventas	-20,5%	Porcentaje del total depreciación
Gastos de administración	-8,3%	Porcentaje del total depreciación
Total	-100,0%	

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Se proyectaron los activo fijo, el Capex y la nueva depreciación. En esta tabla veremos la proyección del activo fijo, la depreciación de ese activo, la proyección y depreciación de ese nuevo Capex y, finalmente, la depreciación total y un activo fijo incorporando este nuevo Capex.

7. Proyección de estados financieros

La proyección de los estados financieros se ha realizado utilizando data histórica, eventos publicados en las notas, publicaciones económicas y financieras colgadas en la web de la empresa. Luego de realizada la proyección, se analizó cada uno de los rubros componentes, teniendo la precaución de que no exista un crecimiento exponencial en alguno de los *drivers* que hiciera suponer que los supuestos no son razonables.

Cabe resaltar que la proyección de los estados financieros se incluyó en la presente tesis solo con fines de presentación, teniendo en cuenta que como la hemos utilizado para valorizar la empresa el método de flujo de caja libre para la firma, no es necesario para este método proyectar los EEFF.

Tabla 39. Estado de situación financiera

ENEL Distribución

Proyectado desde 2018 al 2022

expresado en miles de soles

(miles PEN)	2018 P	2019 P	2020 P	2021 P	2022 P
Activos corrientes					
Efectivo y equivalentes al efectivo	157.774	258.521	311.053	270.548	155.471
Otros activos financieros	-	-	-	-	-
Cuentas por cobrar comerciales	234.163	244.485	255.909	268.602	282.764
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	23.661	24.704	25.858	27.141	28.572
Otras cuentas por cobrar	5.404	5.642	5.905	6.198	6.525
Inventarios	32.587	34.023	35.613	37.380	39.350
Otros activos no financieros	3.696	3.696	3.696	3.696	3.696
Total activo corriente	457.285	571.071	638.034	613.564	516.379
Activo no corriente					
Otros activos financieros	-	-	-	-	-
Propiedades, planta y equipo	3.917.299	4.160.390	4.410.344	4.668.735	4.938.138
Activos intangibles distintos de la plusvalía	69.910	74.248	78.709	83.320	88.128
Total activo no corriente	3.987.209	4.234.638	4.489.053	4.752.055	5.026.266
Total activo	4.444.493	4.805.709	5.127.087	5.365.619	5.542.645
Pasivo corriente					
Otros pasivos financieros	164.795	164.795	164.795	164.795	164.795
Cuentas por pagar comerciales	318.104	332.126	347.645	364.889	384.127
Otras cuentas por pagar	139.908	146.075	152.901	160.485	168.946
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	163.351	170.552	178.521	187.376	197.255
Ingresos diferidos	36.861	36.861	36.861	36.861	36.861
Provisión por beneficios a los empleados	-	-	-	-	-
Otras provisiones	38.125	39.805	41.665	43.732	46.038
Pasivos por impuestos a las ganancias	6.814	7.114	7.447	7.816	8.228
Otros pasivos no financieros	-	-	-	-	-
Total pasivo corriente	867.958	897.329	929.835	965.954	1.006.251
Pasivo no corriente					
Otros pasivos financieros	1.337.162	1.443.440	1.574.545	1.649.479	1.616.323
Otras cuentas por pagar	12.274	12.274	12.274	12.274	12.274
Ingresos diferidos	6.370	6.370	6.370	6.370	6.370
Pasivos por impuestos diferidos	169.319	169.319	169.319	169.319	169.319
Total pasivo no corriente	1.525.125	1.631.403	1.762.508	1.837.442	1.804.286
Total pasivo	2.393.083	2.528.733	2.692.343	2.803.396	2.810.537
Patrimonio					
Capital emitido	638.564	638.564	638.564	638.564	638.564
Otras reservas de capital	133.188	133.188	133.188	133.188	133.188
Resultados acumulados	1.279.658	1.505.224	1.662.992	1.790.472	1.960.356
Otras reservas de patrimonio					
Total patrimonio	2.051.410	2.276.976	2.434.744	2.562.224	2.732.108
Total pasivo y patrimonio	4.444.493	4.805.709	5.127.087	5.365.619	5.542.645

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Tabla 40. Estado de resultados

Enel distribución
Proyectado desde 2018 al 2022
Expresado en miles de soles

(Miles pen)	[Unidad]	2018 P	2019 P	2020 P	2021 P	2022 P
Ingresos operacionales	[PEN k]	2.865.951	2.992.283	3.132.100	3.287.457	3.460.785
Otros ingresos operativos	[PEN k]	99.263	103.639	108.482	113.862	119.866
Costo de ventas	[PEN k]	-2.166.330	-2.265.412	-2.374.523	-2.495.174	-2.628.622
Costos de ventas sin depreciación	[PEN k]	-2.040.835	-2.130.796	-2.230.360	-2.340.989	-2.464.415
<i>Depreciación</i>	<i>[PEN k]</i>	<i>-125.494</i>	<i>-134.616</i>	<i>-144.164</i>	<i>-154.185</i>	<i>-164.206</i>
Utilidad bruta	[PEN k]	798.884	830.510	866.058	906.146	952.029
Gastos de ventas y distribución	[PEN k]	-118.172	-124.413	-131.162	-138.493	-146.338
Gasto de ventas sin depreciación	[PEN k]	-82.116	-85.736	-89.742	-94.194	-99.160
<i>Depreciación</i>	<i>[PEN k]</i>	<i>-36.056</i>	<i>-38.677</i>	<i>-41.420</i>	<i>-44.299</i>	<i>-47.178</i>
Gastos de administración	[PEN k]	-100.914	-105.783	-111.108	-116.955	-123.344
Gasto de adm sin depreciación	[PEN k]	-86.199	-89.999	-94.204	-98.877	-104.090
<i>Depreciación</i>	<i>[PEN k]</i>	<i>-14.714</i>	<i>-15.784</i>	<i>-16.903</i>	<i>-18.078</i>	<i>-19.253</i>
Otros ingresos operativos	[PEN k]	30.008	31.331	32.795	34.422	36.236
Otros gastos operativos	[PEN k]	-7.330	-7.653	-8.011	-8.408	-8.852
Utilidad operativa	[PEN k]	602.476	623.991	648.572	676.711	709.732
Ingresos financieros	[PEN k]	20.079	19.061	19.853	20.732	21.893
Gastos financieros	[PEN k]	-126.029	-142.529	-163.834	-183.170	-196.372
Diferencias de cambio neto	[PEN k]	1.168	1.168	1.168	1.168	1.168
Resultado antes de impuestos	[PEN k]	497.694	501.691	505.760	515.441	536.421
Ir y participación a trabajadores	[PEN k]	-164.363	-165.683	-167.027	-170.224	-177.153
Utilidad neta	[PEN k]	333.331	336.008	338.733	345.217	359.268
Depreciación y amortización	[PEN k]	176.265	189.077	202.487	216.562	230.638
EBITDA	[PEN k]	778.741	813.068	851.059	893.273	940.370

Fuente: Elaboración propia, 2018.

8. Proyección de flujo de caja efectivo

Para proyectar este rubro, utilizaremos los datos calculados anteriormente. Cabe resaltar que se usará la tasa del 70% para el pago de dividendos. A continuación se presentan los resultados:

Tabla 41. Proyección de flujo de caja 2018-2022

Flujo de caja efectivo (miles PEN)	2017	2018 P	2019 P	2020 P	2021 P	2022 P
Utilidad neta		333.331	336.008	338.733	345.217	359.268
+ Depreciación		176.265	189.077	202.487	216.562	230.638
+ Cambio de capital de trabajo contable		-110.501	16.331	18.074	20.083	22.407
Flujo de caja de la operación		399.094	541.415	559.294	581.862	612.313
- Capex		-418.077	-436.506	-456.902	-479.565	-504.849
Flujo de caja de la inversión		-18.982	104.910	102.392	102.298	107.463
+ Amortizaciones		-276.004	-380.926	-522.517	-695.085	-897.227
+ Deuda		375.053	487.204	653.621	770.019	864.070
Flujo de caja del financiamiento		80.066	211.188	233.497	177.232	74.307
Dividendos (70 %)		-181.318	-110.442	-180.965	-217.737	-189.383
Caja del periodo		80.066	211.188	233.497	177.232	74.307
Caja del periodo anterior		259.026	157.774	258.521	311.053	270.548
Caja final		259.026	157.774	258.521	311.053	270.548
					270.548	155.471

Fuente: Elaboración propia, 2018.

9. Flujo de caja descontado (FCD)

Se ha proyectado el FCFF para los años comprendidos entre el 2018 y 2025, teniendo en cuenta que para el último año se ha considerado el concepto de perpetuidad, utilizando los datos proyectados anteriormente (EBIT, depreciación, EBITDA, cambios en capital de trabajo, Capex). Los impuestos se han proyectado multiplicando el EBIT por la tasa de impuestos equivalente a 33%.

Cabe destacar que el EBITDA no considera los efectos de la participación de trabajadores; este estimado cuenta con una tasa efectiva de impuesto a la renta. La finalidad de esto es evitar cualquier referencia circular (la participación de trabajadores se estima sobre una base operativa). El efecto de considerar la participación de trabajadores en el EBITDA o como una tasa combinada se muestra en el apartado relacionado con la proyección de gastos de venta y administración de la presente tesis.

Finalmente, los datos de la proyección del flujo de caja libre se multiplicarán por el factor de descuento y obtenemos el flujo de caja descontado. El factor de descuento se obtiene con la siguiente formula:

$$FD = \frac{1}{(1 + WACC)^{\text{Periodo}}}$$

Dónde:

FD Factor de descuento

WACC Nominal en soles 8,7% (ver tabla 21)

Tabla 42. Flujo de caja libre (proyectado desde el 2018-2022)

(miles PEN)	[Unidad]	2018 P	2019 P	2020 P	2021 P	2022 P	2022 N
EBIT		602.476	623.991	648.572	676.711	709.732	473.227
Depreciación		176.265	189.077	202.487	216.562	230.638	499.772
EBITDA		778.741	813.068	851.059	893.273	940.370	972.999
Impuestos (impuesto efectivo 34%)		-	-	-	-	-234.389	-
+/- Cambios en el capital de trabajo		198.968	206.073	214.191	223.484	75.594	156.283
Capex		62.416	55.097	60.978	67.756	-504.849	52.372
		-	-	-	-	499.772	-
Flujo de caja libre		418.077	436.506	456.902	479.565	276.726	369.316
Perpetuidad						7.025.263	
Periodo		1	2	3	4	5	
Factor de descuento		0,92	0,85	0,78	0,72	0,66	
Flujo de caja descontado		206.125	190.827	187.460	184.604	4.805.719	

Fuente: Elaboración propia, 2018.

La fórmula para calcular el flujo de caja libre es la siguiente:

- *Driver* de entrada:
 - EBIT
 - + Depreciación
 - = EBITDA
 - (-) Supuestos
 - (-) Cambio capital de trabajo
 - (-) Inversiones
 - = Flujo de caja por 5 años

La disminución de los cambios en el capital de trabajo se sustenta partiendo de la teoría del criterio devengado, debido a que el flujo de caja parte del estado de ganancias y pérdidas y este considera dicho criterio (se trata de flujo de caja indirecto). Finalmente, proyectamos cinco años y en el último año estimamos el flujo de caja normalizado.

El flujo normalizado (2022 N) se construye debido a que al considerar el último flujo una tasa de crecimiento g , se estaría sesgando algunos componentes como el Capex, depreciación y WK de manera indefinida. Por ejemplo, de considerar un flujo en donde el Capex es mayor a la depreciación y aplicar la perpetuidad, se estaría subestimando el valor de la depreciación y por tanto aplicando un mayor pago de impuesto a la renta, esto debido a que realmente la depreciación tenderá a ser similar al Capex en algún momento del horizonte de la proyección. Dado lo anterior, se normaliza igualando la depreciación al Capex con fines de evitar un subvaluación de la valorización. Por otro lado, de considerar un flujo que tiene tasas de crecimiento diferentes al “ g – crecimiento a perpetuidad” se estaría sesgando la estimación de las inversiones de capital de trabajo, dado que se asumiría que el flujo crece a una tasa “ g ” mientras que el capital de trabajo crece a la tasa del último flujo antes de aplicar la perpetuidad. El ejemplo más evidente es que si hipotéticamente el “ g ” fuese igual a cero y no normalizáramos el flujo, se estaría considerando que todos los años se invertiría capital de trabajo. Sin embargo si “ g ” fuese cero, las inversiones de capital de trabajo debería ser cero, dado que el crecimiento de ventas sería cero. Dado lo anterior se normaliza las inversiones de capital de trabajo con el “ G ” donde la fórmula a aplicar el “ $- g * \text{Capital de trabajo}$ ”. Para finalizar el flujo normalizado considera un crecimiento de g en todos sus componentes (ingresos, costos, entre otros) con fines de aplicar la anualidad.

10. Valor de la empresa

Con los datos calculados hasta este capítulo, podremos calcular el valor de la empresa al 31 de mayo de 2018, tal como observamos en la siguiente tabla:

Tabla 43. Valor de la empresa ENEL Distribución Perú S.A.A.

Valor de la empresa (miles de PEN)	5.574.734
EBITDA 2017	735.507
VE/EBITDA	7,58
+ Caja	259.026
- Deuda	-1.238.113
+/- Activo y pasivos no operativos	-385.923
Valor del patrimonio	4.209.724
Nº acciones al 31.05.2018 (00/1000)	638.564
Valor fundamental	6,59
Valor acción cierre al 31.05.2018 (BVL)	6,09
Tasa de descuento	8,7%
Inflación de largo plazo Perú	3,5%

Fuente: Elaboración propia, 2018.

El valor de la empresa se obtiene de la sumatoria de los flujos de caja descontados obtenidos anteriormente (ver tabla 42), para esto consideramos los flujos de caja proyectados descontados del horizonte de proyección implícitos (2018-2022) y los flujos de caja descontados del horizonte perpetuo. El valor empresa obtenido de la operación descrita en el párrafo anterior se divide entre el EBITDA del 2017, lo cual da como resultado el múltiplo implícito VE/EBITDA equivalente a 7,58x, entonces si comparamos este resultado con la muestra (ver anexo 10) se encontraría entre los múltiplos VE/EBITDA de empresas de distribución de energía del mercado, los cuales se sitúan entre 5x a 10x su nivel EBITDA.

Por otro lado, con fines de evaluar la razonabilidad del valor a perpetuidad basado en un crecimiento “Gordon-Growth”, se consideró el múltiplo implícito que resulta al final de la proyección del periodo y se contrastó con los múltiplos VE/EBITDA de empresas comparables en el mercado de distribución de energía. La razonabilidad de este análisis es que el valor a perpetuidad no debería ser diferente o significativamente diferente al utilizar un enfoque bajo la venta del negocio al final del periodo de implícito de proyección (múltiplo de salida). En base a

lo anterior, el valor a perpetuidad en el año 2022 sobre el nivel de EBITDA en el mismo año resulta un múltiplo de 6,70x, el cual se encuentra en el rango y cercano al punto medio de los múltiplos VE/EBITDA de empresas de distribución de energía en el mercado (ver anexo 10). El resultado de valor a perpetuidad a través del “Gordon – Growth” es consistente con el uso de otros enfoques como el del múltiplo de salida.

Para determinar el valor de las acciones, se consideró el valor empresa menos la deuda neta, la cual considera la deuda de la empresa y la caja. Asimismo, se restó los activos y pasivos no operativos, los cuales no contribuyen la generación de los flujos de caja operativos del negocio. En base a lo anterior, se determinó el valor del patrimonio (S/ 4.209.724) y se dividió el número de acciones totales de la empresa para determinar el valor fundamental de la acción (S/ 6,59).

La valorización realizada considera el 100% del negocio, lo que significa que una persona natural no podría comprar a este precio la acción porque esta valorización asume que el accionista compraría el total de la compañía. En la valoración, no se está asumiendo ningún descuento por iliquidez, no se considera una prima por control, lo que significa que no es lo mismo comprar el 50% de participación que compra el 100% de las acciones. Además, si compramos la acción al precio calculado por alguna casa de bolsa, probablemente no podríamos venderla al mismo precio debido a que esta cotiza en un mercado poco líquido. En cuanto a la justificación del “G” utilizado (inflación a largo plazo), indicaremos lo siguiente:

- El negocio cuenta con una operación madura y sin mayores inversiones en Capex. Además, sus tasas de crecimiento son a nivel inflacionario y en menor medida por un crecimiento real.
- Dado que el flujo de perpetuidad contempla un periodo de proyección implícito de 50 a 100 años, de considerar una tasa de perpetuidad mayor a la inflacionaria y esperada por el mercado, se debería contemplar un Capex de expansión que soporte el crecimiento real, lo cual es bastante difícil de proyectar y en la práctica se considera solo crecimientos inflacionarios por el amplio periodo de proyección que equivale al flujo a perpetuidad.
- Se podría considerar un tasa “G” mayor solo si se tuviera una capacidad menor (no es el caso del ENEL Distribución) que, de solo aplicar un “G” inflacionario, estaría sesgando el valor del activo.
- Asimismo, se ha verificado la consistencia de la tasa de crecimiento a perpetuidad “G” con informes públicos de valorización para empresas del sector de distribución de energía; estos son los supuestos que se considerarían por un participante de mercado en el ejercicio de

valorización de una empresa del sector. En base a las normas internacionales financieras, el valor razonable de un activo es el siguiente:

- Párrafo 3 – NIIF 13: «Puesto que el valor razonable es una medición basada en el mercado, se mide utilizando **los supuestos que los participantes del mercado utilizarían al fijar el precio del activo** o pasivo, incluyendo los supuestos sobre riesgo».
- Párrafo 22 – NIIF 13: «Una entidad medirá el valor razonable de un activo o un pasivo utilizando **los supuestos que los participantes del mercado utilizarían para fijar el precio del activo o pasivo**, suponiendo que los participantes del mercado actúan en su mejor interés económico».

Las tasas de perpetuidad consideradas en el informe de valorización por participantes de mercado para la valorización de activos de similares características son las siguientes:

- Consultor: Deloitte, empresa: Electro Dunas, sector: distribución de energía
Tasa de perpetuidad: 2% a 3%, punto medio: 2,5% (SMV 2018)
- Consultor: Enfoca, empresa: Luz del Sur, sector: distribución de energía
Tasa de perpetuidad: 2% a 4%, punto medio: 3% (SMV 2018)

En concordancia con lo descrito en párrafos anteriores, consideramos que la tasa de perpetuidad calculada para la proyección de los flujos de caja del año del 2022 en adelante guarda consistencia con los siguientes puntos: (i) los niveles de Capex y activos necesarios para la operación del negocio, (ii) el crecimiento histórico de la compañía y el nivel de madurez que tiene (iii) con las normas internacionales financieras de valorización, en la cual los supuestos de una valorización deben realizarse considerando los supuestos que utilizaría un participante de mercado y (iv) con la consistencia del valor a perpetuidad, el cual considera la tasa de crecimiento “G” con la de otras metodología como el enfoque de múltiplo de salida (comentado previamente).

11. Resumen de precios de la acción (otras valorizaciones)

En la siguiente tabla, podemos ver las valorizaciones de otras entidades que participan en el mercado.

Tabla 44. Resumen de los precios de la acción

Empresa valorizadora	Entidad	Valor fundamental \$	Tipo cambio SBS 31.05.2018	Valor fundamental S/	Recomendación
Enel Distribución Perú S.A.A.	Credicorp Capital	2.05	3.271	S/ 6,71	Comprar
Enel Distribución Perú S.A.A.	Inteligo SAB	2.06	3.271	S/ 6,74	Comprar
Enel Distribución Perú S.A.A.	Kallpa	-	-	S/ 6,95	Comprar

Fuente: Elaboración propia, 2018, en base a Capital IQ, 2018.

En el punto anterior, mencionamos que nuestro valor fundamental de la acción es S/ 6,59. Si lo comparamos con valorizaciones del mercado, nuestro cálculo estaría fluctuando con los de otros analistas.

Conclusiones y recomendaciones

1. Conclusiones

- El sector energía eléctrica en el Perú juega un papel importante en el desarrollo económico. Se espera que en los próximos años la economía recupere la senda del crecimiento lo que originaría mayor demanda y aumento de los clientes de la zona que pertenece a la concesión.
- La empresa pertenece a la multinacional ENEL, la cual se encuentra presente en más de 34 países ubicados en los cinco continentes, por lo que conoce bien el sector de energía eléctrica. Además, dicha empresa distribuye también gas.
- La empresa posee un adecuado manejo de la deuda sustentada básicamente en emisiones de bonos en moneda local, el cual es utilizado principalmente como capital de trabajo para inversiones futuras y mantenimiento de la red de distribución.
- Los ratios financieros se muestran estables, dentro de los cuales podemos destacar el margen EBITDA de 25,70% y ROE de 18,05 % al cierre del 2017, lo que demuestra la solidez de la empresa y la capacidad de generar valor.
- La proyección de flujos de caja futuro a valor presente da como resultado el ratio de VE/EBITDA 7,58x, el cual sí se encuentra entre los rangos razonables dentro del mercado de empresas comparables.
- El valor fundamental de la acción proyectado es S/ 6,59, el cual es superior al registrado el 31 de agosto de 2018, S/ 6,09, lo que nos indica que este activo estaría ligeramente por debajo de su valor fundamental, lo que brinda una oportunidad de compra para los inversionistas.

2. Recomendaciones

Luego de finalizada la valoración por el método de flujo de caja descontado descrito en el presente documento, podemos indicar que la recomendación para los inversionistas es **mantener** para los poseedores del activo o **comprar** para los nuevos inversionistas de este activo. Las expectativas de crecimiento del país son positivas, lo que se suma a la estabilidad de los ratios financieros de la empresa con márgenes estables. Por otro lado, el precio obtenido es de S/ 6,59, el cual se encuentra ligeramente debajo de su valor en el mercado.

Bibliografía

Aswath Damodaran (2018). *The Weighted Average Cost of Capital* [En línea]. Fecha de consulta: 18/03/2018. Disponible en: <http://pages.stern.nyu.edu/~igiddy/articles/wacc_tutorial.pdf>

Activa Conocimiento (s.a.). “Las cinco fuerzas de Porter”. *Activa Conocimiento*. Fecha de consulta: 15/09/2018. <<http://activaconocimiento.es/las-cinco-fuerzas-de-porter/>>

Banco Central de Reserva del Perú [BCRP] (2018). *Reporte de Inflación. Junio 2018. Panorama actual y proyecciones macroeconómicas 2018-2019*. [En línea]. Lima: BCRP. Fecha de consulta: 20/07/2018. Disponible en: <<http://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Reporte-Inflacion/2018/junio/reporte-de-inflacion-junio-2018.pdf>>

BMI Research a Fitch Group Company (2018). *Perú Power Report*.

Bolsa de Valores de Lima (s.a.). “Enel Distribución Perú S.A.A.” *Bolsa de Valores de Lima*. Fecha de consulta: 15/09/2018. <<https://www.bvl.com.pe/hhii/B40010/20180524162501/INFORME32PCR324532DIC1732ENEL32DX.PDF>>

Class & Asociados S.A. Clasificadora de Riesgo (2018). *Fundamento de Clasificación de Riesgo ENEL Distribución Perú S.A.A.*

Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional [COES] (2018). *Estadística de Operación 2017*. [En línea]. Fecha de consulta: 03/03/2018. Disponible en: <<http://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/>>.

Dammert, Alfredo; Molinelli, Fiorella y Carbajal, Max (2011). *Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano*. 1ª ed. Perú: Grapex Perú S.R.L.

Damodaran (2018). *The Weighted Average Cost of Capital* [En línea]. Fecha de consulta: 27/11/2018. Disponible en: <http://pages.stern.nyu.edu/~igiddy/articles/wacc_tutorial.pdf>

Deloitte Corporate Finance S.A.C (2015). *Informe de Valorización. Determinación del precio mínimo a ser tomado en cuenta por Electro Dunas Cayman Holdings, Ltd. en la OPA sobre las acciones comunes representativas del capital social emitidas por Electro Dunas S.A.A.*

ENEL Distribución Perú S.A.A (2018). *Memoria Ejercicio 2013, 2014, 2015, 2016 y 2017* [En línea]. Fecha de consulta: 03/03/2018. Disponible en: <http://www.smv.gob.pe/Bp_Memorias?op=bq12>

ENEL Distribución Perú S.A.A (2018). *Información Financiera 2018* [En línea]. Fecha de consulta: 03/03/2018. Disponible en: <http://www.smv.gob.pe/Bp_InformacionFinanciera?op=bq11>

ENEL Distribución Perú S.A.A (2018). *Política de Dividendos 2018*. [En línea]. Fecha de consulta: 03/03/2018. Disponible en: <http://www.smv.gob.pe/Bp_SupDividendos?op=bq13>

Equilibrium (2018). *Análisis del Sector Eléctrico Peruano*. [En línea]. Fecha de consulta: 17/08/2018. Disponible en: <<http://www.equilibrium.com.pe/sectorialelectrmar18.pdf>>

Fernández, Pablo (2007). *Errores en valorizaciones de empresas. Documento de investigación*. IESE Business School. Universidad de Navarra, España.

Kallpa Securities Sociedad Agente de Bolsa (2018). *Guía de Cobertura – Inversión y Reconstrucción*.

La República (2015). “Bolsa china se cae y aumenta preocupación en Perú y el mundo”. 25 de agosto de 2015. Disponible en: <<https://larepublica.pe/en-portada/877305-bolsa-china-se-cae-y-aumenta-preocupacion-en-peru-y-el-mundo>>

Ministerio de Energía y Minas [Minem] (2018). *Anuario Ejecutivo de Electricidad 2016*. [En línea]. Fecha de consulta: 06/07/2018. Disponible en: <<https://www.gob.pe/minem>>

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería [Osinergmin] (2016). *La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país*. [En línea] Lima: Osinergmin. Fecha de consulta: 23/02/2018. Disponible en:

<http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anos.pdf>

Pablo Fernandez, *120 Errores en Valorizaciones de Empresas* (2007), Documento de Investigación, IESE Business School - Universidad de Navarra, España.

Pascual Parada (2013). “Análisis Pestel, una herramienta de estrategia empresarial de estudio del entorno”. Fecha de consulta: 15/09/2018. Disponible en: <<http://www.pascualparada.com/analisis-pestel-una-herramienta-de-estudio-del-entorno/>>

Pinto, Jerald E.; Elaine, Henry; Robinson, Thomas R., Stowe, John D. (2010). *Equity Asset Valuation*. 2ª ed. Estados Unidos: John Wiley & Sons, Inc., Hoboken.

Semana Económica (2014a). “Liquidez en la BVL: El gran problema que nos golpea siempre”. Sección banca. 10 de febrero de 2014. Fecha de consulta: 15/09/2018. Disponible en: <<http://semanaeconomica.com/article/mercados-y-finanzas/banca-y-finanzas/132062-liquidez-en-la-bvl-el-gran-problema-que-nos-golpea-siempre/#register>>

Semana Económica (2014b). “Enero a la baja en la BVL: Los fundamentos esperan su turno”. Sección banca. 03 de febrero del 2014. Disponible en: <<http://semanaeconomica.com/article/finanzas/131667-enero-a-la-baja-en-la-bvl-los-fundamentos-esperan-su-turno/>>

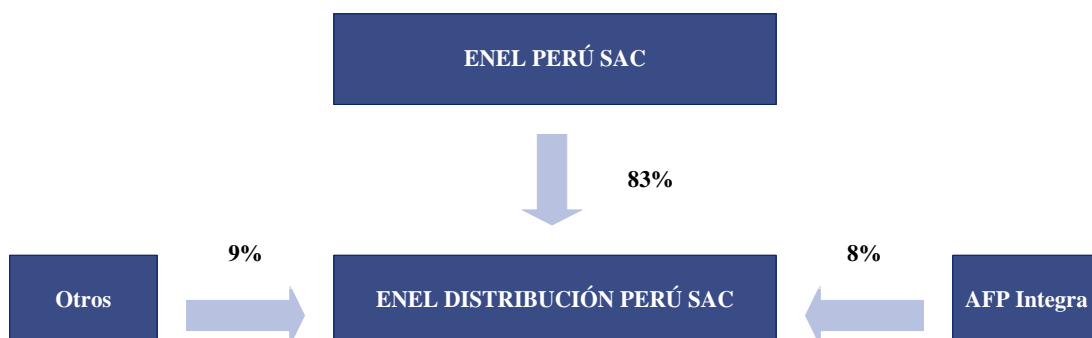
Semana Económica (2018). “Utilidad de Enel Distribución ascendió a S/.88 millones en el primer trimestre del año”. 02 de mayo de 2018. Fecha de consulta: 15/09/2018. Disponible en: <<http://semanaeconomica.com/article/sectores-y-empresas/energia/287760-utilidad-de-enel-distribucion-ascendio-a-s-88-millones-en-el-primer-trimestre-del-ano/>>

Superintendencia de Mercado de Valores [SMV] (2018). “Microfinancieras”. *Portal institucional Superintendencia de Mercado de Valores*. Fecha de consulta: 18/03/2018. <<http://www.smv.gob.pe/ConsultasP8/temp/2%20Informe%20Valorizadora%20Deloitte.pdf>>

Weighted Average Cost of Capital (WACC), Calculation of the discount rate, 24/01/2012, <<https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1450123/000119312512240267/d347100dex24.htm>>

Anexos

Anexo 1. Estructura organizacional Grupo ENEL



Fuente: Elaboración propia, 2018, basada en ENEL, 2018.

Anexo 2. Lista de proveedores

Nº	Proveedor	Importe MM USD	%
1	Cobra Perú S.A	28,50	31,06%
2	Consortio Cam Lima	17,73	19,32%
3	Comsa Instalaciones y Sistemas Industriales S.A.	11,22	12,23%
4	Ezentis Perú S.A.C	7,74	8,44%
5	Quanta Services Perú S.A.C	5,12	5,58%
6	Cam Servicios del Perú S.A	4,97	5,42%
7	Indeco S.A	4,59	5,00%
8	Prodiel Perú S.A.C	4,28	4,66%
9	3 M Perú S.A.C	4,05	4,41%
10	Grupo Inversiones G&C S.A.C	3,55	3,87%
TOTAL		91,75	100,00%

Fuente: Elaboración propia, 2018, basada en ENEL, 2018.

Anexo 3. Lista de clientes

Tipo	Año 2016			Año 2017					
	GWh	MMS/	Clientes	GWh	%AA	MMS/	%AA	Clientes	% AA
Residencial	2.862	1.357	1.295.804	2.920	3,60%	1.403	3,39%	1.323.621	2,15%
Comercial	1.360	485	42.360	1.002	-	382	-	45.653	7,77%
Industrial	1.442	437	1.338	1.697	25,98%	533	21,24%	1.472	10,01%
Otros	1.108	440	27.542	1.095	19,38%	339	21,97%	26.110	-5,20%
Peaje	1.004	23	100	1.123	-7,13%	33	22,95%	110	10,00%
Total	7.777	2.741	1.367.144	7.937	2,06%	2.690	-1,86%	1.396.966	2,18%

Fuente: Elaboración propia, 2018, basada en ENEL, 2018.

Anexo 4. Inversiones

El detalle de las inversiones de ENEL Distribución Perú S.A.A. del año 2017:

Tipo de inversión	Inversión (S/ 000)	Alcance
Demanda	214,3	<ul style="list-style-type: none">• Ampliación de capacidad en subestaciones de transformación (SET) y líneas de transmisión, incluyendo trabajos para la SET Comas, Filadelfia y Malvinas• Ampliación y refuerzo de redes de media y baja tensión• Ampliación de capacidad en alimentadores de media y baja tensión• Atención/electrificación de nuevos proyectos para la ampliación de redes en asentamientos humanos
Seguridad	25,8	<ul style="list-style-type: none">• Dotación de mayor seguridad en las instalaciones
Calidad	40,7	<ul style="list-style-type: none">• Mejora en la infraestructura destinada al alumbrado público• Calidad de servicio/suministro eléctrico
Pérdidas	22,2	<ul style="list-style-type: none">• Inversiones destinadas a la reducción de pérdidas comerciales.
Otros	102,4	<ul style="list-style-type: none">• Instalación de nuevas luminarias• Mantenimiento integral de transformadores de potencia, entre otros.

Fuente: Elaboración propia, 2018, basada en ENEL, 2018.

Anexo 5. Financiamiento

El financiamiento de la empresa está diversificado en bonos corporativos (88%), préstamos bancarios (11%) y arrendamiento financiero (1%).

Los bonos corporativos se emitieron principalmente para capital de trabajo y financiamiento de la empresa, dichas emisiones corresponden al cuarto, quinto y sexto programa de emisión realizados en el mercado local con un total de S/ 1.227 millones a diciembre de 2017. Es importante tener en cuenta que el sexto programa de bonos corporativos ya se encuentra registrado ante la Superintendencia de Mercados y Valores (SMV) por hasta USD 350 millones y ya tiene una primera emisión de S/ 100 millones a un plazo de ocho años y está devengando una tasa de interés de 5,71875%.

Los préstamos bancarios se solicitaron en moneda nacional (soles) y fueron utilizados para capital de trabajo y financiamiento de la empresa. Hoy en día, la empresa ha culminado con el pago en su totalidad de estos préstamos bancarios y no mantiene ninguna deuda con ningún banco.

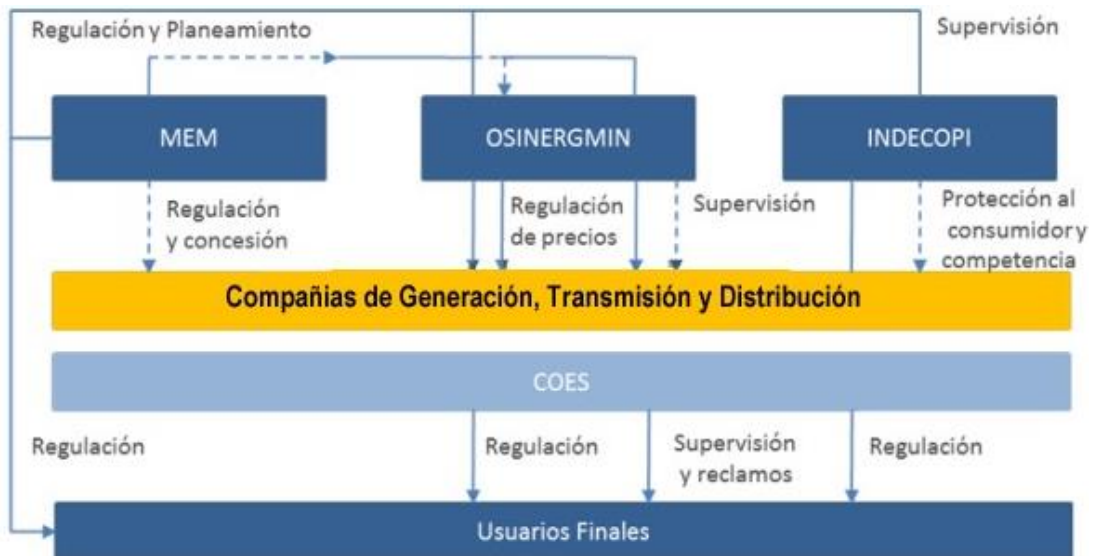
El arrendamiento financiero de las Líneas de Transmisión y Nueva Subestación de Transmisión Eléctrica (SET) tienen fecha de vencimiento entre junio y diciembre del 2022 con tasas de interés de 5,43% y 6,10% respectivamente.

Anexo 6. Normas regulatorias

Normas	Concepto
Ley de Concesiones Eléctricas	De acuerdo con el Decreto Ley N° 25844, se establecieron normas referentes a las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.
Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico (Ley N° 26876)	Establece que las empresas que producen actividades de generación, transmisión y/o distribución de energía eléctrica y se concentren de manera vertical u horizontal estarán sujetas previamente a un procedimiento de autorización para evitar la concentración.
Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía (Ley N° 27345)	Se declara dicha ley para asegurar el suministro de energía, la protección al consumidor y el fomento de la competitividad de la economía nacional, y para que se reduzca el impacto ambiental negativo del uso y consumo de los energéticos.
Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832)	Establece como finalidad asegurar al consumidor final una tarifa eléctrica más competitiva, abastecer de manera oportuna y eficiente el servicio eléctrico, y adoptar medidas para reducir la intervención administrativa de tal manera que se propicie la efectiva competencia en el mercado de generación.

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Anexo 7. Participantes del sector



Fuente: Torres y Ramírez, 2016.

Anexo 8. Proyección de la deuda

Para proyectar la deuda para los años 2017-2018, utilizaremos la deuda registrada en el estado financiero del año 2017, y obtenemos la siguiente tasa implícita:

Tasa implícita de la deuda al 2017

Principal deuda (miles de soles)	1.238.113	Estado de situación financiera al 2017
Intereses pagado (miles de soles)	96.728	Información del estado de resultados
Tasa de interés implícita	8%	Interés pagado / principal deuda
Plazo promedio remanente del préstamo (años)	5	Supuesto

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Deuda proyectada 2018-2022 (expresado miles en nuevos soles)

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Intereses	96.728	126.029	142.529	163.834	183.170	196.372
Amortización		276.004	380.926	522.517	695.085	897.227
Principal	1.238.113					
Deuda esperada	1.026.278	1.401.331	1.513.482	1.679.899	1.796.297	1.890.348
		375.053	487.204	653.621	770.019	864.070
Deuda	1.238.113	1.401.331	1.513.482	1.679.899	1.796.297	1.890.348
Equity	1.678.168	1.899.398	2.051.410	2.276.976	2.434.744	2.562.224
Deuda / Equity	74%	74%	74%	74%	74%	74%

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Detalle de la proyección (expresado en miles nuevos soles)

Año 0		Principal	Amortización	Intereses	Cuota	Préstamo
1,238,113	Año 1	1.238.113	211.835	96.728	308.563	1.026.278
	Año 2	1.026.278	228.384	80.178	308.563	797.894
	Año 3	797.894	246.227	62.336	308.563	551.667
	Año 4	551.667	265.464	43.099	308.563	286.203
	Año 5	286.203	286.203	22.360	308.563	0
Año 1						
375,053	Año 1	375.053	64.170	29.301	93.471	310.883
	Año 2	310.883	69.183	24.288	93.471	241.700
	Año 3	241.700	74.588	18.883	93.471	167.113
	Año 4	167.113	80.415	13.056	93.471	86.698
	Año 5	86.698	86.698	6.773	93.471	0
Año 2						
487,204	Año 2	487.204	83.358	38.063	121.421	403.846
	Año 3	403.846	89.871	31.551	121.421	313.976
	Año 4	313.976	96.892	24.529	121.421	217.084
	Año 5	217.084	104.461	16.960	121.421	112.622

Año 2						
	Año 6	112.622	112.622	8.799	121.421	0
Año 3						
653,621	Año 3	653.621	111.831	51.064	162.896	541.790
	Año 4	541.790	120.568	42.328	162.896	421.222
	Año 5	421.222	129.988	32.908	162.896	291.234
	Año 6	291.234	140.143	22.753	162.896	151.092
	Año 7	151.092	151.092	11.804	162.896	0
Año 4						
770,019	Año 4	770.019	131.746	60.158	191.904	638.273
	Año 5	638.273	142.039	49.865	191.904	496.234
	Año 6	496.234	153.136	38.768	191.904	343.098
	Año 7	343.098	165.100	26.805	191.904	177.998
	Año 8	177.998	177.998	13.906	191.904	0
Año 5						
864,070	Año 5	864.070	147.838	67.506	215.344	716.232
	Año 6	716.232	159.388	55.956	215.344	556.844
	Año 7	556.844	171.840	43.504	215.344	385.004
	Año 8	385.004	185.265	30.079	215.344	199.739
	Año 9	199.739	199.739	15.605	215.344	0

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Resumen de la proyección de la deuda 2018-2022

	[Unidad]	2018 P	2019 P	2020 P	2021 P	2022 P
Inicie	[PEN k]	1.238.113	1.337.162	1.443.440	1.574.545	1.649.479
Amortizando	[PEN k]	(276.004)	(380.926)	(522.517)	(695.085)	(897.227)
Nueva deuda	[PEN k]	375.053	487.204	653.621	770.019	864.070
Deuda Final	[PEN k]	1.337.162	1.443.440	1.574.545	1.649.479	1.616.323

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Anexo 9. Cálculo de ratios

Ratios financieros

ENEL Distribución Estado de situación financiera (miles PEN)	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Activo corriente	368.260	517.976	629.005	470.913	640.074	548.756
Inventarios	23.404	28.990	40.270	45.193	30.285	34.801
Activo no corriente	2.433.838	2.596.785	2.896.507	3.243.516	3.514.028	3.745.397
Activo total	2.802.098	3.114.761	3.525.512	3.714.429	4.154.102	4.294.153
Pasivo corriente	646.185	726.637	812.908	922.461	989.531	968.679
Pasivo no corriente	1.078.176	1.134.537	1.336.238	1.294.914	1.486.403	1.426.076
Pasivo total	1.724.361	1.861.174	2.149.146	2.217.375	2.475.934	2.394.755
Patrimonio neto	1.077.737	1.253.587	1.376.366	1.497.054	1.678.168	1.899.398
Deuda financiera	952.393	1.040.930	1.268.775	1.262.372	1.446.463	1.402.908
Corto plazo	165.084	172.708	143.050	154.221	154.949	164.795
Largo plazo	787.309	868.222	1.125.725	1.108.151	1.291.514	1.238.113
Estados de resultados (miles PEN)	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Total ingresos brutos	2.068.553	2.234.851	2.366.543	2.716.058	2.900.723	2.862.076
Costo de ventas	1.523.540	1.612.433	1.729.245	2.001.517	2.161.610	2.106.748
Utilidad bruta	545.013	622.418	637.298	714.541	739.113	755.328
Gastos operacionales	166.121	166.510	179.357	188.482	184.978	183.815
Utilidad operativa	378.892	455.908	457.941	526.059	554.135	571.513
Otros ingresos y egresos	61.557	80.807	55.092	80.941	81.535	78.256
Ingresos financieros	21.505	13.670	14.981	16.286	15.832	17.304
Gastos financieros	84.320	92.562	68.781	93.824	98.572	96.728
Utilidad neta	216.704	270.698	302.238	309.325	308.805	342.773
EBITDA y cobertura						
EBITDA	490.247	566.841	589.900	667.441	704.952	735.507
Gastos financieros a 12 M	84.320	92.562	68.781	93.824	98.572	96.728
EBITDA/ Gastos Financieros 12 M	5,81	6,12	8,58	7,11	7,15	7,60
SOLVENCIA						
Pasivo / patrimonio	1,60	1,48	1,56	1,48	1,48	1,26
Deuda financiera/patrimonio	0,88	0,83	0,92	0,84	0,86	0,74
Pasivo no corriente / EBITDA (12 meses)	2,20	2,00	2,27	1,94	2,11	1,94
Deuda Fin./EBITDA (12 meses)	1,94	1,84	2,15	1,89	2,05	1,91
Pasivo total / EBITDA (12 meses)	3,52	3,28	3,64	3,32	3,51	3,26
RENTABILIDAD						
Margen bruto	26,35%	27,85%	26,93%	26,31%	25,48%	26,39%
Margen operativo	18,32%	20,40%	19,35%	19,37%	19,10%	19,97%
Margen EBITDA	23,70%	25,36%	24,93%	24,57%	24,30%	25,70%
ROA 12 M	7,73%	8,69%	8,57%	8,33%	7,43%	7,98%
ROE 12 M	20,11%	21,59%	21,96%	20,66%	18,40%	18,05%
LIQUIDEZ						
Liquidez general	0,57	0,71	0,77	0,51	0,65	0,57
Prueba ácida	0,53	0,67	0,72	0,46	0,62	0,53

Fuente: Elaboración propia, 2018.

Anexo 10. Múltiplos de mercado

Múltiplos implícitos de otras empresas distribuidoras

Empresa	EV / Ventas	EV / EBITDA	EV / EBIT	P / BV	P / E
Chilectra S.A. (nka: Enel Distribución Chile S.A.)	1,8x	9,7x	11,1x	1,8x	13,4x
Lesto AB	0,7x	3,7x	16,5x	0,3x	13,9x
Manila Electric Company	1,2x	10,1x	12,3x	5,2x	27,1x
Equatorial Energía S.A.	1,4x	7,4x	9,2x	2,2x	9,3x
Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energía S/A	0,9x	6,7x	10,1x	0,9x	11,4x
Companhia Luz e Força Santa Cruz	1,2x	4,4x	5,6x	2,3x	7,1x
CPFL Energóa S.A.	2,2x	10,4x	15,2x	3,3x	23,1x
Empresa Distribuidora de Electricidad de Salta Sociedad Anónima	0,8x	3,3x	4,3x	0,4x	5,2x
Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima	1,4x	9,6x	NM	0,3x	NM
Electro Dunas S.A.A.	1,9x	10,4x	15,2x	2,1x	28,3x
Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima	1,1x	3,5x	4,9x	0,5x	5,0x
Bandeirante Energía, S.A. (nka:EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A.)	1,8x	19,1x	39,1x	5,2x	38,4x
Mínimo	0,7x	3,3x	4,3x	0,3x	5,0x
Cuartil inferior	1,0x	4,2x	7,4x	0,5x	8,2x
Mediana	1,3x	8,5x	11,1x	2,0x	13,4x
Cuartil superior	1,8x	10,2x	15,2x	2,5x	25,1x
Máximo	2,2x	19,1x	39,1x	5,2x	38,4x
Media	1,4x	8,2x	13,0x	2,0x	16,6x

Fuente: Elaboración propia, 2018, basada en Capital IQ, 2018.

Anexo 11. Ratios del mercado

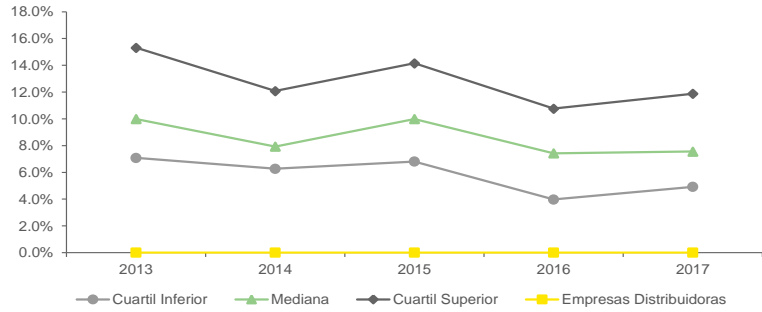
Ratios empresas comparables

Compañía	Margen bruto						Margen EBITDA					
	CY2013	CY2014	CY2015	CY2016	CY2017	IQ_LTM	CY2013	CY2014	CY2015	CY2016	CY2017	IQ_LTM
Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima	-19,32%	-30,70%	-36,12%	6,67%	27,47%	29,44%	44,41%	-0,40%	66,45%	-2,02%	12,06%	15,80%
PPL Corporation	50,83%	52,34%	52,39%	56,87%	58,65%	58,99%	47,64%	49,13%	49,26%	53,93%	56,04%	56,30%
Companhia Energética do Ceará - Coelce	15,93%	18,03%	16,63%	18,56%	16,21%	15,47%	14,05%	19,39%	17,19%	17,84%	17,40%	16,70%
Luz del Sur S.A.A.	27,52%	26,82%	26,24%	26,84%	28,85%	28,68%	25,32%	24,60%	24,22%	23,84%	27,23%	26,99%
Elektro Redes S.A.	16,87%	16,15%	12,47%	8,93%	8,44%	7,94%	18,23%	18,94%	14,81%	17,06%	15,02%	14,50%
American Electric Power Company, Inc.	38,10%	36,18%	38,39%	39,41%	42,06%	41,23%	31,30%	29,61%	31,34%	32,32%	34,16%	33,31%
Manila Electric Company	34,45%	38,68%	41,53%	43,25%	39,80%	39,57%	13,68%	16,11%	16,23%	16,30%	14,82%	14,89%
Electro Dunas S.A.A.	26,71%	30,20%	30,26%	29,93%	30,65%	31,72%	21,63%	19,83%	18,85%	19,92%	21,49%	23,33%
CPFL Energía S.A.	21,48%	17,32%	14,53%	16,68%	12,37%	12,07%	23,14%	21,50%	19,32%	20,64%	17,59%	17,72%
Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.	16,83%	15,91%	6,94%	8,37%	12,37%	11,56%	7,52%	15,99%	4,54%	4,48%	7,17%	6,61%
Electro Sur Este S.A.A.	31,93%	29,75%	31,02%	31,17%	30,69%	27,91%	26,54%	25,62%	27,83%	27,09%	26,58%	23,78%
Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima	-19,32%	-30,70%	-36,12%	6,67%	27,47%	29,44%	44,41%	-0,40%	66,45%	-2,02%	12,06%	15,80%
Enel Distribución Chile S.A.	25,26%	22,96%	20,83%	20,31%	19,42%	19,81%	17,18%	16,04%	14,03%	14,17%	12,58%	13,17%
Enel Distribución Perú S.A.A.	29,06%	28,03%	27,30%	25,39%	26,31%	26,10%	26,30%	24,97%	24,59%	24,07%	25,15%	24,94%
Mínimo	-19,32%	-30,70%	-36,12%	6,67%	8,44%	7,94%	7,52%	-0,40%	4,54%	-2,02%	7,17%	6,61%
Cuartil inferior	16,84%	16,44%	12,99%	10,87%	17,02%	16,55%	17,44%	16,05%	16,47%	14,70%	13,14%	15,12%
Mediana	25,98%	24,89%	23,53%	22,85%	27,47%	28,30%	24,23%	19,61%	21,77%	18,88%	17,50%	17,21%
Cuartil superior	31,21%	30,08%	30,83%	30,86%	30,68%	31,15%	30,11%	24,88%	30,46%	24,01%	26,22%	24,65%
Máximo	50,83%	52,34%	52,39%	56,87%	58,65%	58,99%	47,64%	49,13%	66,45%	53,93%	56,04%	56,30%
Media	21,17%	19,35%	17,59%	24,22%	27,20%	27,14%	25,81%	20,07%	28,22%	19,12%	21,38%	21,70%

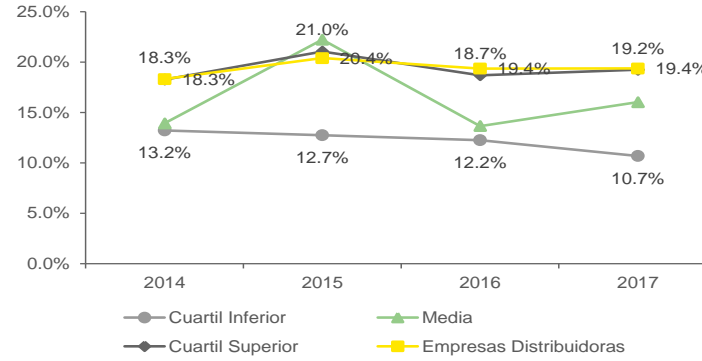
Fuente: Capital IQ, 2018.

Ratios de compañías comparables

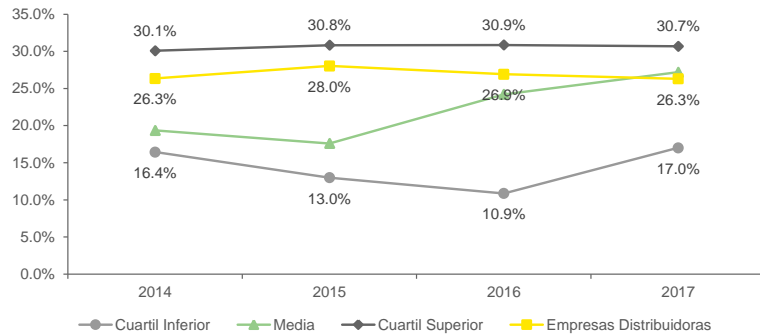
Margen Neto-Empresas Comparables



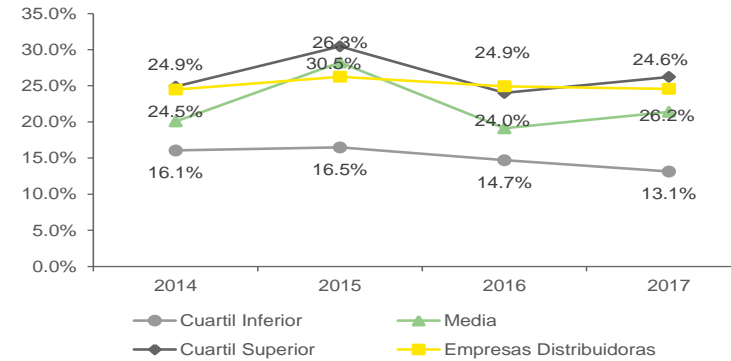
Margen EBIT-Empresas Comparables



Margen Bruto-Empresas Comparables



Margen EBITDA-Empresas Comparables



Fuente: Capital IQ, 2018.

Anexo 12. Detalle de los componentes del WACC

Weighted Average Cost of Capital (WACC) - Calculation of the discount rate

Risk-free rate (Rf)	2.7% p.a.	US T-Bond yield (10 years) (average of the last 12 months)
Adjusted Beta (β)	0.73	Calculation based on the average adjusted beta of comparable companies ¹
Market risk premium (%)	6.7% p.a.	Average annual spread between S&P500 and US T-Bond (last 50 years) - Ibbotson
Country risk – Brazil (Z) ³	1.9% p.a.	EMBI (average of the last 12 months)
Inflation rate differential -Brazil x USA	2.5% p.a.	Projected inflation rates differential between Brazil and the United States (in 2022)
Nominal cost of equity = Ke	12.3% p.a.	= Rf + (Beta x MRP) + Z
Cost of debt in R\$ (Kd)	13.3% p.a.	Yield to maturity of Vigor's bond ² adjusted by the long-term inflation rate differential
Income and social contribution tax rate in Brazil	34.0%	Income tax (25%) and social contribution tax (9%)
Nominal cost of debt = Kd x (1 - T)	8.8% p.a.	= Cost of debt net of Income Tax and Social Contribution
Equity Value / Firm Value = E	98.4%	Capital structure based on the current capital structure of the Company
Net financial debt/ Firm Value = D	1.6%	
Nominal WACC in R\$	12.2% p.a.	= (E x Ke) + (D x (Kd x (1 - T)))

Source: Company; Bloomberg; Ibbotson; Bradesco BBINotes: (1) Average unleveraged adjusted betas of comparable companies (Dean Food – United States, Fromageries – France, Bongrain – France, Dairy Crest Group – United Kingdom, Saputo – Canada, Parmalat – Italy, Nestle – Switzerland, Danone – France, BRF – Brazil, and JBS – Brazil) leveraging according to Vigor's capital structure. Thus, the calculation of the adjusted beta assumes companies which operate in the dairy sector in United States, Europe and Brazil. Since beta is a parameter which measures the non-diversifiable risk, we chose publicly-traded companies for the beta calculation that, like Vigor, are exposed to the dairy market not only in Brazil (BRF and JBS) but also in the rest of the world; (2) Yield to maturity of Fábrica de Produtos Alimentícios Vigor's bond: 9.25% notes due February 23, 2017 determined on January 17, 2012; (3) For the calculation of the discount rate, we added the country risk premium (Z) to the risk-free rate (Rf). The country risk premium is diversifiable since investors may allocate their portfolios in a manner that dilutes their exposure to risk in a particular country. As such, Beta (β), which is a non-diversifiable risk parameter, applies only to the market risk premium (MRP, which is non-diversifiable) and not to the country risk premium (Z, which is diversifiable). Our choice to consider country risk premium (Z) as diversifiable is based on the assumption that foreign investors may choose to invest in the Brazilian capital markets and that Brazilian investors may choose to invest in the international capital markets. Therefore, both types of investors may diversify their exposure to country risk (Z) in their portfolios

Fuente: <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1450123/000119312512240267/d347100dex24.htm>

Notas biográficas

Olga Karina Ramírez Gonzáles

Contadora titulada, egresada de la Universidad Privada del Norte. Cuenta con una diplomatura en Finanzas Avanzadas de la Universidad Esan y una maestría en Finanzas con especialidad en Gestión de Portafolio de la Universidad del Pacífico.

Posee más de doce años de experiencia en el sector financiero, trabajando como funcionaria en el área comercial del Banco de Crédito del Perú S.A.A. Actualmente, desempeña el cargo de asesora de Inversiones en Scotiabank S.A.A.

Hugo Reynaldo Sánchez Monzón

Contador titulado, egresado de la Universidad Inca Garcilaso de la Vega. Cuenta con una diplomatura en Finanzas Corporativas de la Universidad del Pacífico y una maestría en Finanzas con especialidad en Gestión de Portafolio de la Universidad del Pacífico.

Tiene más de veinte años de experiencia en el sistema privado de pensiones, trabajando en las áreas de operaciones, control interno y contabilidad en diferentes AFP. Actualmente, desempeña el cargo de consultor de contabilidad de Fondos en Prima AFP.