

MEMORIA Integrada 2019



The ENGIE logo, featuring a stylized white arc above the word "ENGIE" in a bold, sans-serif font.

RAZÓN SOCIAL:

ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.

DOMICILIO LEGAL:

AVENIDA APOQUINDO N° 3721,
PISO 6, LAS CONDES, SANTIAGO, CHILE.

ROL ÚNICO TRIBUTARIO:

88.006.900-4

TIPO DE ENTIDAD:

SOCIEDAD ANÓNIMA ABIERTA.

INSCRIPCIÓN EN EL REGISTRO DE VALORES:

N° 273 DEL 23 DE JULIO DE 1985.

AUDITORES EXTERNOS:

DELOITTE AUDITORES Y CONSULTORES LTDA.

ASESORÍA LEGAL EXTERNA:

ESTUDIO PRIETO & CÍA.

DIRECCIONES :

OFICINA CENTRAL:

AVENIDA APOQUINDO N° 3721, PISO 6, LAS CONDES,
SANTIAGO, CHILE.

TELÉFONO: (56-2) 2353 3201

FAX: (56-2) 2353 3210

OFICINA EN ANTOFAGASTA:

RÓMULO PEÑA N° 4008, ANTOFAGASTA, CHILE.

TELÉFONO: (56-55) 642 900

FAX: (56-55) 642 979

COMPLEJO TERMOELÉCTRICO MEJILLONES:

CAMINO A CHACAYA N° 3910, MEJILLONES, CHILE.

TELÉFONO: (56-55) 658 100

FAX: (56-55) 658 099

COMPLEJO TERMOELÉCTRICO TOCOPILLA:

AVDA. DR. LEONARDO GUZMÁN 0780,
TOCOPILLA, CHILE.

TELÉFONO: (56-55) 819 176

CENTRAL DIÉSEL ARICA:

AVDA. SANTA MARÍA 2251, ARICA, CHILE.

TELÉFONO: (56-58) 241 109

SITIO WEB:

www.engie-energia.cl

RELACIÓN CON INVERSIONISTAS:

MARCELA MUÑOZ LAGOS

marcela.munoz@engie.com

inversionistas@engie.com

(56-2) 2783 3307

MEMORIA Integrada 2019

Índice

6

12

32

64

76

140

186

VISIÓN CORPORATIVA



Carta del Presidente **8** Mensaje del Gerente General **10**

SOMOS ENGIE ENERGÍA CHILE

ENGIE Energía Chile en cifras 2019 **14** Principales Hitos **16** Propiedad, Gobierno Corporativo y Ética **18**
Estructura de Gobierno **23** Directorio **24** Equipo Ejecutivo **28** Premios y Reconocimientos **31**

NUESTRO NEGOCIO

Mercado en el que operamos **34** Marco Regulatorio **36** Nuestras Operaciones **38** Estrategia de Transición al Cero Carbono **41**
Desempeño de las Líneas de Negocio **42** Cadena de Valor **58** Desempeño Económico 2019 **60**

SOSTENIBILIDAD CRECER EN ARMONÍA

Modelo de Sostenibilidad **66** Grupos de Interés y Canales de Comunicación **70**
Avances y Desafíos de Sostenibilidad **72** Valor Generado y Distribuido **74**

TEMAS RELEVANTES

Alcance **78** Materialidad **80** Transición Energética: Empleabilidad y Reconversión **84** Cultura y Desarrollo **88**
Capacitación y Desempeño **94** Relación con Comunidades **100** Desarrollo de Proveedores **108** Seguridad y Salud Ocupacional **114**
Gestión Ambiental **122** Índice GRI Standards **134**

ANTECEDENTES LEGALES Y RIESGOS

ESTADOS FINANCIEROS

Visión Corporativa





Nuestra aspiración es convertirnos en **una empresa líder en soluciones cero carbono** que contribuye a la transición energética de nuestros clientes y del país.

Carta del Presidente del Directorio



Ponemos a su disposición la Memoria Integrada 2019 de la Compañía, en donde detallamos nuestro desempeño económico, social y ambiental durante este período. A través de este documento también damos cuenta de los avances de nuestro compromiso con promover un modelo de negocios en armonía con la sociedad y con la creación de valor para nuestros clientes y nuestros accionistas.

En 2019, ENGIE Energía Chile dio pasos relevantes en línea con la estrategia del Grupo ENGIE de ser una empresa líder en el desarrollo de servicios que faciliten la transición al cero carbono de las compañías que buscan apalancar su crecimiento sobre los pilares de la sostenibilidad.

Los avances que está requiriendo Chile para la descarbonización de su matriz energética están en sintonía con todas las medidas que ha adoptado ENGIE Energía Chile. En ese escenario, confiamos en contar con la experticia para apoyar a las empresas chilenas en la adopción de energías cero carbono.

Con ese objetivo, la COP 25 desarrollada en Madrid fue el escenario propicio para anunciar que en un plazo de 5 años habremos retirado del sistema 800 MW a carbón, provenientes de la desconexión de las unidades 12 y 13 de Tocopilla realizada en junio, y del cierre de las unidades 14 y 15 del mismo complejo, en 2021, y de las unidades CTM1 y CTM2 de Mejillones, programado para 2024.

La salida de estas unidades equivale a una reducción global de 3 millones de toneladas de CO₂ o a sacar de circulación el 20% de parque automotriz a nivel

“Al año 2022, ingresaremos al sistema 417 MW de capacidad instalada de origen renovable, que prontamente se incrementarán con la incorporación de nuevos proyectos aprobados por la autoridad”.



nacional. Los efectos ya comenzaron a visualizarse. Este calendario de cierres no supone riesgo alguno para el suministro comprometido con nuestros clientes ni el país.

En 2019 comenzamos la ejecución de nuestro plan de inversiones por US\$ 1.000 millones para 1 GW en energías renovables. El primer paso fue la compra de dos parques solares, Los Loros y Andacollo. Luego, iniciamos la construcción del Parque Eólico Calama y del parque solar Capricornio. Además, implementaremos el parque solar Tamaya. Con estas nuevas unidades, al año 2022, ingresaremos al sistema 417 MW de capacidad instalada de origen renovable, que prontamente se incrementarán con la incorporación de nuevos proyectos aprobados por la autoridad.

Con nuestro plan de descarbonización avanzando, el desafío primordial de la Compañía será impulsar la estrategia que hemos diseñado para convertirnos en un socio preferente para el desarrollo de soluciones energéticas sostenibles, tanto para industrias como para ciudades y comunidades, así como para el sector terciario. En esa dirección, ampliamos nuestra cartera de clientes de sectores industriales y de servicios, de manera de abrirnos nuevas opciones de posicionar nuestros servicios de eficiencia energética.

En este contexto, estamos muy contentos con los acuerdos logrados con Nuevo Pudahuel, que consideraron la instalación de 2.400 paneles solares que generarán 1.256 MWh. Nuestro objetivo es avanzar hacia nuevos sectores como el retail, universidades y hospitales, entre otros.

Los resultados de 2019 evidencian que hemos sabido integrar adecuadamente la sostenibilidad en nuestro desarrollo como compañía. Es así como dentro de los logros financieros, en 2019 nuestros ingresos operacionales alcanzaron a US\$1.455 millones, un 14% superiores a los de 2018. Además, obtuvimos un EBITDA de US\$ 535 millones, con un 42% de incremento, y una utilidad neta de US\$ 111 millones, 8% superior al año anterior.

Estamos comprometidos con el desarrollo económico, social y ambiental de Chile, y por eso esperamos seguir robusteciendo nuestras inversiones en el país.

Frank Demaille
Presidente Directorio
ENGIE Energía Chile

Mensaje del Gerente General

2019 ha sido un año durante el cual dimos pasos concretos hacia la transformación de ENGIE Energía Chile. Por un lado, impulsamos fuertemente nuestro plan de retiro de centrales a carbón del sistema, afianzando así nuestro compromiso con la agenda energética del país y con los esfuerzos a nivel global por reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero. Por otro, dimos pasos concretos en la adquisición y construcción de centrales de energía renovable, para cumplir con nuestros compromisos con los clientes y autoridades. Sin estos apoyos, no nos habría sido posible avanzar en nuestra hoja de ruta.

Los accionistas e inversionistas también nos han brindado su respaldo. En diciembre de 2019, obtuvimos un préstamo del BID Invest por US\$125 millones para inversiones renovables y, recientemente, en enero de 2020, logramos una exitosa colocación de un bono por US\$500 millones destinados a financiar proyectos para nuestra transformación.

Una mención especial merecen los colaboradores y líderes sindicales de las unidades desconectadas, con quienes desarrollamos, conjuntamente, un plan de transición que abordó una serie de iniciativas. Entre ellas, la empleabilidad y reconversión.

También debo destacar a las autoridades y vecinos, quienes nos han brindado

su confianza para poder avanzar. En 2019, obtuvimos los permisos para seis proyectos, tres para el desarrollo de centrales de energía renovables y tres para infraestructura de transmisión.

Tanto la confianza como la capacidad de diálogo han sido activos fundamentales para el desarrollo de nuestro negocio. A la luz del estallido social de octubre de 2019, abrimos instancias de conversación dirigidas a nuestros trabajadores, vecinos y proveedores, con el objetivo de identificar temas que son relevantes para ellos y que requerimos revisar. Gracias a este diálogo, en 2020, queremos avanzar en nuestra estrategia de sostenibilidad de la mano con las necesidades de Chile y alineados con el liderazgo que ha tomado el Grupo ENGIE en la transición energética.

Quisiera resaltar que hemos seguido avanzando en nuestro desafío estratégico de transformarnos en una empresa de servicios enfocada en las necesidades de sus clientes, en los ámbitos del suministro de electricidad y de las soluciones, para apoyarlos en su transición al cero carbono, y de los servicios portuarios, de transmisión y de gas.

En esa línea, en 2019 ampliamos nuestra cartera de clientes industriales con una demanda equivalente a 239 GWh y cerramos importantes acuerdos para la implementación de soluciones cero carbono basadas en gestión energética, sistemas de producción in situ y soluciones energéticas,

**"En 2019
ampliamos nuestra
cartera de clientes
industriales con
una demanda
equivalente a 239
GWh y cerramos
importantes
acuerdos para la
implementación
de soluciones cero
carbono".**

donde podemos aportar con productos desarrollados por ENGIE.

También continuamos mejorando el diseño de la experiencia del servicio que queremos brindar, lo que nos llevó a reorganizar el área comercial para estar más cerca de las necesidades de los clientes; reforzar nuestra cultura interna con nuevas competencias y habilidades de los equipos; robustecer los procesos internos y fortalecer nuestra estrategia de digitalización para ser más ágiles y eficientes.



Nos sentimos orgullosos de que nuestro desarrollo empresarial esté aportando al crecimiento económico, ambiental y social de Chile.

Los invitamos a conocer en detalle nuestra gestión en esta cuarta Memoria Integrada correspondiente al ejercicio 2019.

Axel Levêque
Gerente General
ENGIE Energía Chile

Somos ENGIE Energía Chile

The ENGIE logo, featuring the word "ENGIE" in a white, lowercase, sans-serif font, with a stylized white arc above the letters "E" and "G".

ENGIE

A large solar tower with a heliostad field in the background. The tower is a tall, dark structure with a large, rectangular, perforated metal frame. The heliostads are a field of mirrors that reflect sunlight onto the tower. The background shows a dry, hilly landscape under a clear sky.

Nos estamos adaptando para ser **protagonistas del proceso de descarbonización** que impulsa el país.

ENGIE Energía Chile

Cifras 2019

ENGIE Energía Chile es una empresa con presencia en los mercados de generación, transmisión y suministro de electricidad, servicios de eficiencia energética, transporte de gas e infraestructura portuaria.

Nuestros principales clientes provienen de los sectores de servicios, manufactura, industria, minería y de distribución eléctrica, tanto del norte como de las zonas centro y sur del país.

PRINCIPALES RESULTADOS EN 2019

Ingresos Operacionales

MM US\$1.455

+14% respecto de 2018

EBITDA

MM US\$535

+42% respecto de 2018

Utilidad Neta

MM USD\$111

+8% respecto de 2018

Inversiones

MM US\$190

Rating confirmado @BBB

INTERNACIONAL

Fitch (Junio 2019) Perspectiva Positiva

S&P (Julio 2018) Perspectiva Estable

NACIONAL

Fitch (Junio 2019) AA- Perspectiva Positiva

Feller Rate (Enero 2019) AA- Perspectiva Estable

4º operador en generación

2,2 GW de capacidad instalada

11,1 TWh en ventas de energía

Capacidad contratada: Contratos de ventas por 12 años en promedio



GENERACIÓN ELÉCTRICA

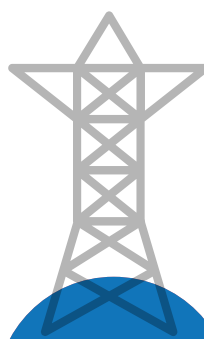
3 proyectos de energía renovable por **362 MW**

3º operador en transmisión

2.293 kilómetros de líneas de alta y media tensión operadas

23 subestaciones operadas con una capacidad de 844 MVA

50 % participación en TEN S.A.: 600 km, 550 KV



TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

Transporte de gas

473 millones de m³ de gas transportados en 2019



2

Puertos operados

Tocopilla y Andino

GESTIÓN SOCIAL

Total colaboradores

18%



meta de mujeres en cargos ejecutivos

890

15%
Mujeres

85%
Hombres

Rotación

4%
Mujeres

11%
Hombres



Brecha salarial por cargo 2019

(contrato indefinido)

Ejecutivos

100,6%

100,0%

Profesionales nivel táctico

94,2%

100,0%

Operarios y administrativos

95,1%

100,0%



Salario mínimo:

\$628.000 ↑

+7%
respecto de 2018

CAPACITACIÓN

40
horas

promedio de capacitación anual por persona

1.620

Proveedores

PROVEEDORES

15 DÍAS Plazo

para pagar facturas de las pymes

93,4% nacionales
6,6% internacionales

COMUNIDAD

US\$593.440 en inversión en Comunidad

19 COMUNAS incluye la gestión territorial

SEGURIDAD LABORAL

CERO fatalidades en 2019

GESTIÓN AMBIENTAL

Huella del Agua

1,69
millones de m³
(medida en 2019 para el período 2018)

Huella de Carbono

4,1
millones
Ton de CO₂ eq

↓ 14% menos que en 2018

→ Emisiones MP:

56,3 TON/AÑO

↓ 53% menos que en 2018

→ Emisiones NOx:

4.288 TON/AÑO

↓ 34% menos que en 2018

→ Emisiones SOx:

3.496 TON/AÑO

↓ 43% menos que en 2018

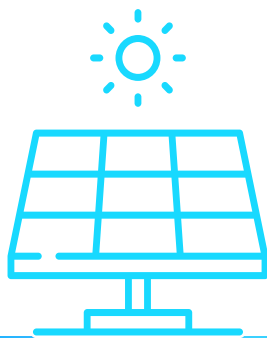
SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN

ISO 9.001 | ISO 14.001 | OHSAS 18.001

Principales Hitos

E-CL, anteriormente Edelnor, se fusiona con Inversiones Tocopilla I S.A. Como consecuencia de esta operación, E-CL adquiere otros activos de generación, distribución y transporte de gas en la región del Norte Grande de Chile, incluidas Electroandina, CTA, CTH, GNAC, GNAA y Distrinor. Esta última dejó de ser filial de E-CL en diciembre de 2013, tras ser vendida a Solgas S.A., filial del grupo ENGIE.

2011



E-CL se adjudica 84 sub-bloques de potencia y energía eléctrica del denominado Bloque 3, por hasta 5.040 GWh, en la licitación de suministro eléctrico denominada "SIC 2013-03 - Segundo llamado". El proceso fue realizado por las empresas concesionarias de distribución del SIC.

2015

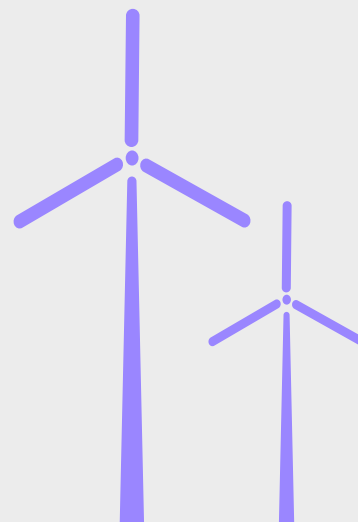


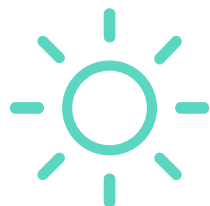
Proyecto Transmisora Eléctrica del Norte (TEN S.A.), operativo desde 2017, es declarado troncal, permitiendo la interconexión eléctrica nacional entre el SING y el SIC.

2009

Electroandina se divide en dos compañías: Electroandina, que mantiene la propiedad de todas las instalaciones portuarias, y Electroandina Dos, que adquiere la propiedad de todas las instalaciones de generación de Electroandina, incluyendo la Central Termoeléctrica Tocopilla. A raíz de esta división, Electroandina Dos se fusiona con E-CL, pasando esta última a controlar todos los activos de generación de Electroandina.

2014





E-CL cambia su nombre a ENGIE Energía Chile S.A., adoptando una marca con respaldo global que refleja una nueva visión estratégica del Grupo, tanto a nivel mundial como en Chile.

2017

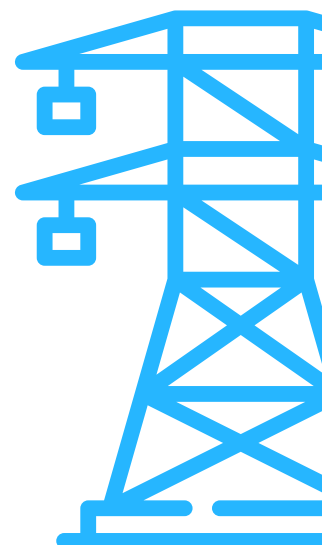


ENGIE Energía Chile pone en marcha la línea Transmisora Eléctrica del Norte (TEN S.A.), unificando los sistemas integrados del Norte Grande (SING) y Central (SIC), en un solo Sistema Eléctrico Nacional (SEN). ENGIE Energía Chile reenfoca su estrategia de negocios, integrando los nuevos desafíos y oportunidades derivados de la Transición Energética de Chile.

2016

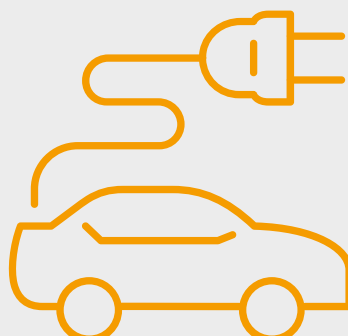
La compañía inicia su plan de descarbonización. En esa línea, anuncia un plan de inversiones de US\$1.000 millones en proyectos en energías renovables y solicita a la autoridad el cierre, para 2021, de las unidades 12 y 13 (173 MW) de la Central Térmica Tocopilla, sujeto a la entrada en operaciones del último tramo de la línea Cardones-Polpaico de INTERCHILE. Adicionalmente, renegocia los contratos con tres de sus principales clientes del sector minero, logrando ampliar los plazos y viabilizar el plan de inversiones en energías renovables.

2019



2018

Anunciamos el cierre de las unidades 14 y 15 del Complejo Tocopilla y de las unidades CTM1 y CTM2 del Complejo Mejillones, al 2024. Como parte de nuestro plan de descarbonización. También comenzamos la ejecución del plan de inversiones por US\$1.000 millones en renovables con la compra de dos parques solares, Los Loros y Andacollo, con una capacidad combinada de 55 MWp, y la construcción del Parque Eólico Calama y de los parques solares Capricornio y Tamaya, con una capacidad combinada de 362MW.



Propiedad, Gobierno Corporativo y Ética

SITUACIÓN DE CONTROL

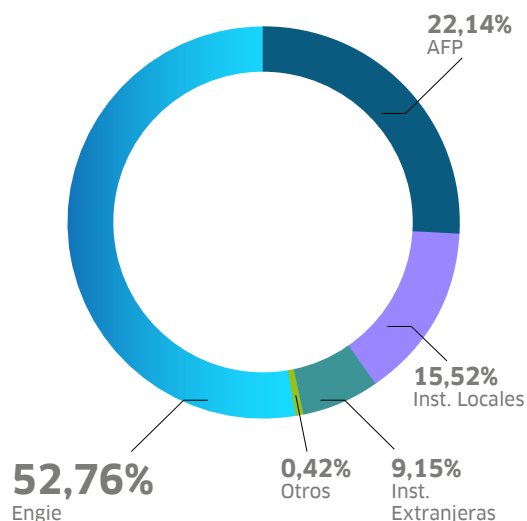
ENGIE Energía Chile S.A. es controlada por la multinacional francesa ENGIE (ex GDF Suez) a través de la sociedad ENGIE Latam S.A., que posee 555.769.219 acciones, equivalentes al 52,76% de la propiedad de la compañía. El 47,24% restante, equivalente a 497.550.557 acciones, es controlado por AFP e inversionistas institucionales locales y extranjeros.

ENGIE Latam S.A. es una sociedad anónima cerrada chilena, cuyos únicos accionistas

son International Power S.A., titular del 99,99% de las acciones emitidas por la compañía, y ENGIE Brasil Participacoes Ltda., titular del 0,01% restante.

ENGIE es un grupo internacional industrial y de servicios, protagonista del desarrollo sostenible, que aporta a las empresas, a las colectividades y a los particulares soluciones innovadoras para la energía y el medio ambiente. Sus acciones están listadas en las bolsas de valores de Bruselas y París.

**Estructura de propiedad
al 31 de diciembre de 2019**



ÉTICA CORPORATIVA Y CUMPLIMIENTO LEGAL

En ENGIE Energía Chile, la ética es uno de los pilares que soportan nuestro negocio. Contamos con un sistema de gestión de nuestra ética corporativa que tiene como propósito promover una cultura coherente con nuestros valores, de manera que los esfuerzos en sensibilización y capacitación son permanentes en el año. En esa misma línea, nos preocupamos de mantener actualizados nuestro Código de Conducta y Ética en los Negocios y el Reglamento Interno con las buenas prácticas corporativas y cambios normativos.



Como parte del sistema de gestión, contamos con un Comité de Ética integrado por el Gerente General, el gerente Corporativo de Recursos Humanos y el Oficial Ético, cuyo objetivo es analizar y resolver las denuncias que los colaboradores puedan presentar respecto de eventuales incumplimientos o transgresiones al Código de Conducta y Ética en los Negocios.

CAMBIOS AL CÓDIGO DE ÉTICA

En 2019 actualizamos el Código de Ética y el Reglamento Interno de la compañía. Las adecuaciones respondieron a los siguientes aspectos:

- **Nueva política de relacionamiento con los stakeholders.** Decidimos incorporarla al Código de Ética porque el relacionamiento con los grupos de interés está supeditado a normativas legales, como la Ley 20.393 -de responsabilidad penal de las personas jurídicas-, que establece un marco en el que debe operar el relacionamiento entre privados y entre privados con la autoridad, para evitar conductas vinculadas a delitos de corrupción y cohecho.
- **Nuevos delitos de la Ley 20.393.** Los cambios de esta ley implicaron una

serie de adecuaciones internas que se reflejaron en el Código de Ética.

- **Recepción de regalos y hospitalidades por parte de un tercero.** En 2019 tuvimos una auditoría interna realizada por el grupo ENGIE, que abarcó temas de ética y cumplimiento de las normativas internas; entre ellas, las concernientes a la recepción de regalos y hospitalidades por parte de un tercero. Los colaboradores tienen prohibido aceptar regalos en el ejercicio de su rol por parte de un proveedor, contratista, autoridad u otros. Este año, también avanzamos en el diseño de un procedimiento formal para la devolución de regalos, el que está detallado en el Código de Ética.

DESAFÍOS DE LA LEY 20.393

En materia de cumplimiento, durante 2019 nuestro foco estuvo en los desafíos que implicó la incorporación de 8 nuevos delitos en la Ley 20.393. Como parte de este proceso, hicimos una revisión exhaustiva para definir cuáles de los nuevos delitos eran atingentes a nuestra actividad. De los ocho delitos incorporados a la ley identificamos cinco

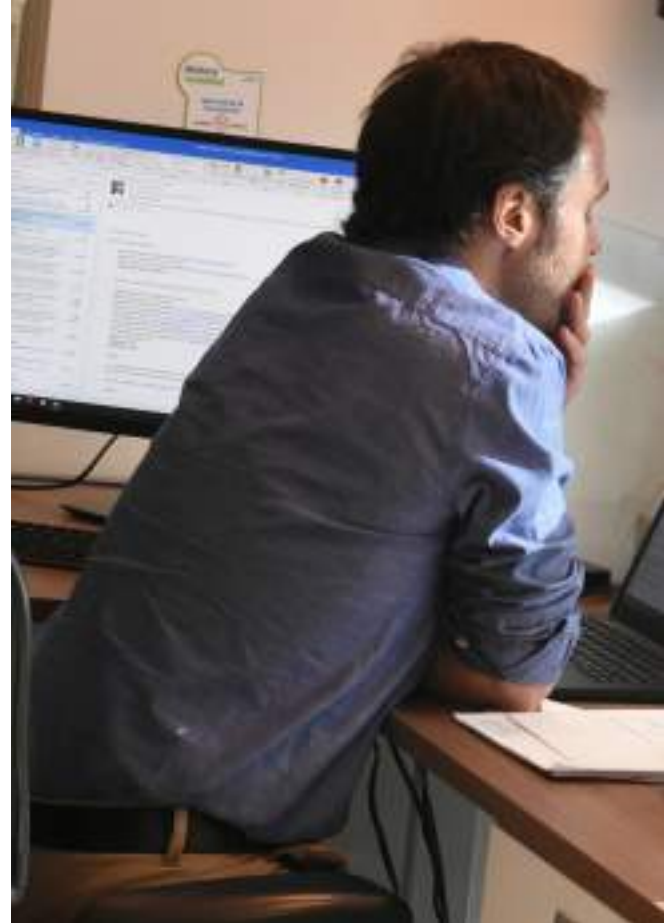
444 colaboradores fueron capacitados en ética y prevención de delitos.

que debíamos incluir a nuestro modelo y manual de prevención de delitos, mapa de riesgos, controles preventivos y reglamento interno de la compañía. Son los siguientes:

- Negociación incompatible
- Corrupción entre privados
- Apropiación indebida
- Administración desleal
- Delito de contaminación de aguas

Una vez realizados los ajustes, implementamos un plan de difusión y capacitación que consideró a todos los estamentos de la compañía, incluido los proveedores y contratistas. El objetivo de este plan fue informar en forma clara y oportuna los cambios de la legislación y las consecuencias de incumplirla, que pueden ir desde amonestaciones hasta el despido. Entre las actividades desarrolladas este año destacamos:

- **Difusión:** Elaboramos un video, en conjunto con el área Legal, explicando estos nuevos delitos y contando los cuidados y los controles preventivos que hay que tener.
- **Capacitación:** Visitamos los principales sitios de la compañía, Santiago, Mejillones y Tocopilla. En otras localidades, esta actividad fue en base a conexión online. En este caso, invitamos a la empresa certificadora a estar presente en estas charlas, lo que le permitió ver que nuestro modelo funciona satisfactoriamente.



• Aprobación y entrega del Reglamento

Interno: Se aprobó este año y se entregó a partir de octubre a todos los trabajadores, quienes firmaron su conformidad en este procedimiento.

• Información a contratistas y

proveedores: A través de una carta, informamos formalmente a cerca de 2.400 contratistas y proveedores sobre el compromiso con el Código de Ética, la Política Anticorrupción y el Modelo de Prevención de Delitos, en los que se establecen las pautas que deben marcar nuestro comportamiento cotidiano, incluidas las relacionadas con las atenciones empresariales.

Adicionalmente, abordamos este tema con mayor profundidad con los equipos de la Gerencia de Abastecimiento, que por su rol comercial están potencialmente más expuestos. A este grupo, de aproximadamente 40 personas, le ofrecimos charlas específicas en las que se abordaron los cambios normativos y los lineamientos de la empresa, y enfatizamos el



Denuncias y multas recibidas por incumplir la Ley 20.393



0

Personas capacitadas en ética y prevención de delitos



444

Empresas proveedoras capacitadas en ética y cumplimiento



16

16 empresas proveedoras capacitadas en ética y cumplimiento.

rol del canal de denuncias. También, los integrantes del Directorio tuvieron una charla sobre los cambios de la Ley 20.393, dictada por un abogado experto en compliance. Asimismo, se informaron de todas las acciones que estaba realizando la empresa para acoger las nuevas disposiciones.

Durante 2019 no recibimos denuncias a través de nuestro canal de denuncias concernientes al Modelo de Prevención de Delitos y al Código de Ética y Conducta en los Negocios.

INCIDENTES Y MULTAS

Durante 2019, tuvimos un derrame de petróleo diésel que sobrepasó el sistema de contención secundaria y afectó calles internas y externas del complejo termoeléctrico, no alcanzando el borde costero ni menos el mar. El evento fue controlado, recuperado el petróleo y todos los residuos generados dispuestos en instalaciones autorizadas. La Superintendencia de Energía y Combustibles (SEC) nos cursó una sanción equivalente a **50 UTM** por el tiempo que tardamos en darles aviso sobre nuestras acciones de mitigación. A propósito de esta experiencia, diseñamos un nuevo procedimiento para que la comunicación de este tipo de incidentes a la SEC sea mucho más rápida (2 horas como plazo máximo), ágil y eficiente.



Estructura de Gobierno



Al 31 de diciembre de 2019, ningún miembro del Directorio y de la Alta Administración tenía participación en la propiedad de ENGIE Energía Chile.

Directorio de ENGIE Energía Chile

La sociedad es administrada por un Directorio compuesto por siete miembros, con sus respectivos suplentes, que permanecen por un período de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. El actual Directorio de la compañía fue elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 24 de abril de 2018. (1)

El Comité de Directores elegido para el período está integrado por Mauro Valdés Raczynski (Presidente), Cristián Eyzaguirre Johnston y Claudio Iglesias Guillard, todos en calidad de directores independientes. **(Más información página 156)**

(1) El Directorio de la Sociedad, en su sesión de 28 de mayo de 2019 tomó conocimiento de las renunciaciones presentadas por el director y Presidente del Directorio don Philip De Cnudde, RUT 24.667.863-4, y el director suplente respectivo, el señor Dante Dell' Ellice, RUT 14.694.620-8 y acordó designar como director reemplazante y Presidente del Directorio a don Frank Demaille, quien asumió de inmediato en tal calidad.



**FRANK
DEMAILLE**

PRESIDENTE

Ingeniero
RUT: 26.890.321-6



**PIERRE
DEVILLERS**

DIRECTOR

Abogado
RUT: 24.671.366-9



**HENDRIK
DE BUYSERIE**

DIRECTOR

Gestión de Recursos Humanos
Pasaporte Bélgica: EP 101719



**CRISTIÁN
EYZAGUIRRE**

DIRECTOR

Economista
RUT: 4.773.765-6



**MAURO
VALDÉS**

DIRECTOR

Abogado
RUT: 7.011.106-3



**CLAUDIO
IGLESIAS**

DIRECTOR

Ingeniero Civil Electricista
RUT: 7.289.154-6



**DANIEL
PELLEGRINI**

DIRECTOR

Ingeniero Eléctrico Mecánico
RUT: 25.017.537-k

DIRECTORES SUPLENTE (2)

STEFANO TERRANOVA

Economista
Pasaporte Italia: YA8043396

JOAQUÍN GONZÁLEZ ERRÁZURIZ

Abogado
RUT: 6.550.944-k

RICARDO LIRA MATTE

Ingeniero Civil Electricista
RUT: 6.379.576-3

VICTORIA VÁSQUEZ GARCÍA

Ingeniero Comercial
RUT: 6.458.603-3

(3) PABLO VILLARINO HERRERA

Abogado
RUT: 9.904.494-2

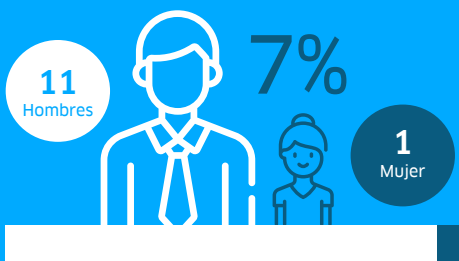
(2) El señor Patrick Obyn Rut 25.389.612-4, renunció el 11 de diciembre de 2018 al Directorio de ENGIE Energía Chile.

(3) El señor Pablo Villarino Herrera, Rut 9.904.494-2, renunció al Directorio de ENGIE Energía Chile S.A. con fecha 7 de enero de 2019.

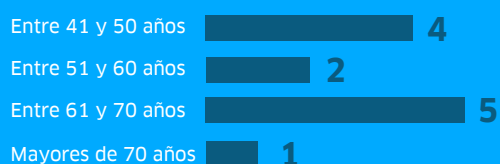
Diversidad en el Directorio (*)

Directores por género

93%



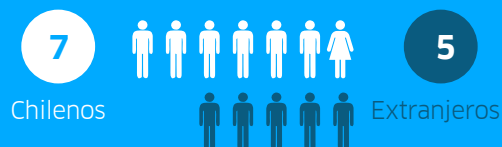
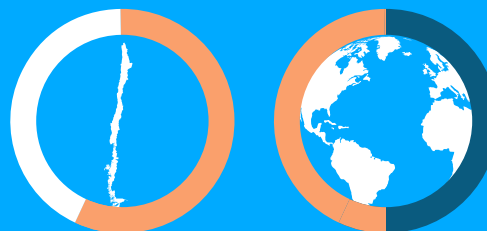
Número de personas por rango de edad



Número de personas por antigüedad



Directores por nacionalidad



(*) Cifras incluyen Directores titulares y suplentes.



REMUNERACIONES DEL DIRECTORIO

La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 30 de abril de 2019 acordó mantener para el ejercicio 2019 una dieta equivalente a 160 UF en cada mes calendario para cada director y de 320 UF en cada mes calendario para el presidente del Directorio, en la medida que asistan a la sesión ordinaria del mes respectivo. Asimismo, se acordó que los directores suplentes no tendrán derecho a remuneración por el desempeño de sus cargos, salvo que asistan a una sesión ordinaria supliendo al titular respectivo, en cuyo caso recibirán la remuneración correspondiente al titular.

No existen otras remuneraciones pagadas distintas a las que perciben por el desempeño de su función de director en la sociedad, salvo las que reciben los miembros del Comité de Directores por sus funciones en esa instancia.

ASESORÍAS Y SERVICIOS

Durante el ejercicio 2019, el Directorio de ENGIE Energía Chile S.A. realizó gastos por un monto de kUSD 119 por concepto de gastos generales.

Remuneraciones del Directorio (*)

Director	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Cristián Eyzaguirre, Director	101	109
Emilio Pellegrini, Director (**)	0	29
Mauro Valdés, Director	101	109
Claudio Iglesias, Director	101	80
Total Honorarios por remuneración del Directorio	303	327

**Los señores Frank Demaille, Philip De Cnudde, Pierre Devillers, Hendrik De Buyserie, Daniel Pellegrini, Stefano Terranova, Pablo Villarino Herrera y Dante Dell' Elce renunciaron a su dieta por el desempeño de su cargo como director de la Sociedad.*

*** El señor Emilio Pellegrini dejó de ser director de la Sociedad en la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 24 de Abril de 2018.*

Equipo Ejecutivo

Principales ejecutivos al 31 de diciembre de 2019

Axel Levêque

Gerente General

INGENIERO

RUT 14.710.940-7

En el cargo desde septiembre de 2014

Andrea Cabrera

Gerente Corporativo de Recursos Humanos

TRADUCTORA

RUT 10.335.476-5

En el cargo desde septiembre de 2018



Carlos Arias

Gerente Corporativo de Negocios BTB

ECONOMISTA

RUT 24.004.550-8

En el cargo desde septiembre de 2018

Gabriel Marcuz

Gerente Corporativo de Operaciones

INGENIERO CIVIL

RUT 21.273.633-3

En el cargo desde enero 2019

En 2019 se incorporaron al equipo ejecutivo Gabriel Marcuz, Gerente Corporativo de Operaciones, quien ingresó a la compañía en 2018 como gerente adjunto del área que actualmente dirige. También, Pablo Villarino, que asumió la recién creada Gerencia Corporativa de Relaciones Institucionales; Fernando Valdés como Gerente Corporativo de Asuntos Legales y Carlos Regolf como Gerente Corporativo de Implementación de Proyectos.

Por su parte, dejaron de pertenecer a la empresa Rodrigo Cuadros, Gerente Corporativo de Negocios y Grandes Clientes, y Anibal Prieto, Gerente Corporativo de Asuntos Jurídicos.

Eduardo Milligan

Gerente Corporativo de Finanzas y Servicios Compartidos

ECONOMISTA

Rut 25.672.615-7

En el cargo desde febrero de 2017

Carlos Regolf

Gerente Corporativo de Implementación de Proyectos

INGENIERO CIVIL

RUT 14.524.773-K

En el cargo desde mayo de 2019

Pablo Villarino

Gerente Corporativo de Relaciones Institucionales

ABOGADO

RUT 9.904.494-2

En el cargo desde enero de 2019



Beatriz Monreal

Gerente Corporativo de Asuntos Corporativos

PERIODISTA

RUT 8.490.658-1

En el cargo desde abril de 2015

Fernando Valdés

Gerente Corporativo de Asuntos Legales

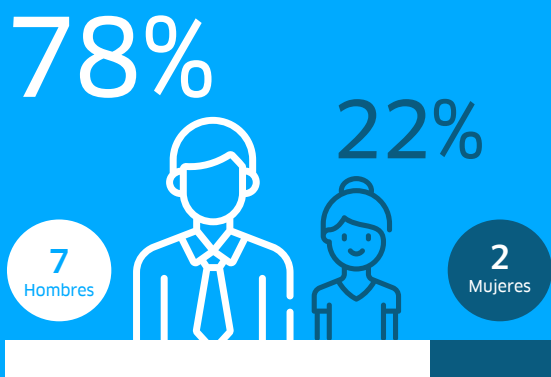
ABOGADO

RUT 13.038.373-4

En el cargo desde enero de 2019

Diversidad en la Alta Dirección

Ejecutivos por género



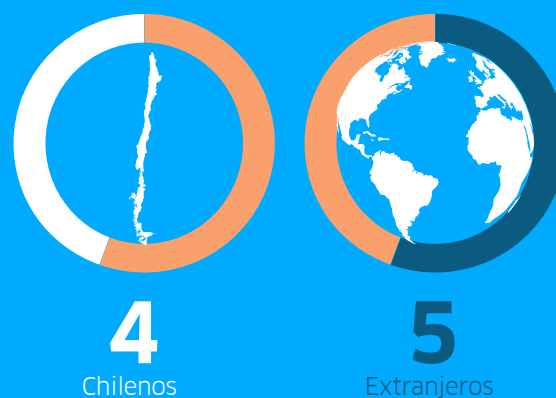
Ejecutivos por rango de edad



Ejecutivos por antigüedad



Ejecutivos por nacionalidad



Remuneraciones en la Alta Dirección

Remuneraciones de ejecutivos principales (1)	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Remuneraciones	2.291	2.634
Beneficios de corto plazo	317	695
Total	2.608	3.329

(1) Los costos incluyen las remuneraciones recurrentes mensuales, parte de las cuales son variables y se otorgan a través de bonos, los cuales son en función del desempeño personal y de los resultados obtenidos por la sociedad en el ejercicio. Además, incluyen indemnizaciones por años de servicio.

Para efectos comparativos, la remuneración del personal clave para los períodos 2019-2018 solo considera al gerente general y a gerentes corporativos.

Premios y Reconocimientos

EN 2019, TEN S.A. RECIBIÓ EL PREMIO "INVERSIÓN DESTACADA DEL AÑO".

Fue entregado por la Corporación de Bienes de Capital (CBC), en la categoría de productos y servicios, por su proyecto de Interconexión SING-SIC. TEN S.A. es una empresa 50% de propiedad de ENGIE Energía Chile y 50% de propiedad de Red Eléctrica Internacional.

FUIMOS PREMIADOS POR TERCER AÑO CONSECUTIVO POR LA REVISTA INSTITUTIONAL INVESTOR.

En esta ocasión, obtuvimos el primer lugar regional en el sector eléctrico y otras utilities, en seis categorías: Best Investor Relations Program, Best CEO; Best CFO; Best IR Professional; Best IR Team y Best ESG.

INSTITUCIONES EN LAS QUE PARTICIPA ENGIE ENERGÍA CHILE

INSTITUCIÓN



ACCIÓN Empresas

Pacto Global

Sofofa

Asociación Chilena de Energías Renovables A.G.

Asociación de Industriales de Mejillones

Asociación de Generadoras de Chile

Mesa de Eficiencia Energética del Ministerio de Medio Ambiente

Asociación Industriales Antofagasta

SITIO WEB



www.accionempresas.cl

www.pactoglobal.cl

www.sofofa.cl

www.acera.cl

www.aimejillones.cl

www.generadoras.cl

www.mma.gob.cl

www.aia.cl

Nuestro Negocio



En 2019 iniciamos
la ejecución de
nuestro plan
de inversiones
**de US\$ 1.000
millones por
1 GW de energías
renovables.**

Mercado en el que operamos

La industria eléctrica en Chile se divide en tres sectores: generación, transmisión y distribución.

Generación: está compuesto por las empresas generadoras de electricidad, las que venden su producción a clientes no regulados, a empresas distribuidoras y a otras empresas generadoras.

Transmisión: lo integran compañías que transportan en alta tensión la electricidad producida por las empresas generadoras o que es requerida por los grandes clientes. Comprende todas las líneas y subestaciones de transformación que operan en tensión nominal superior a 23 kV.

Distribución: considera cualquier suministro a clientes finales en zona de concesión a un voltaje inferior o igual a 23 kV.

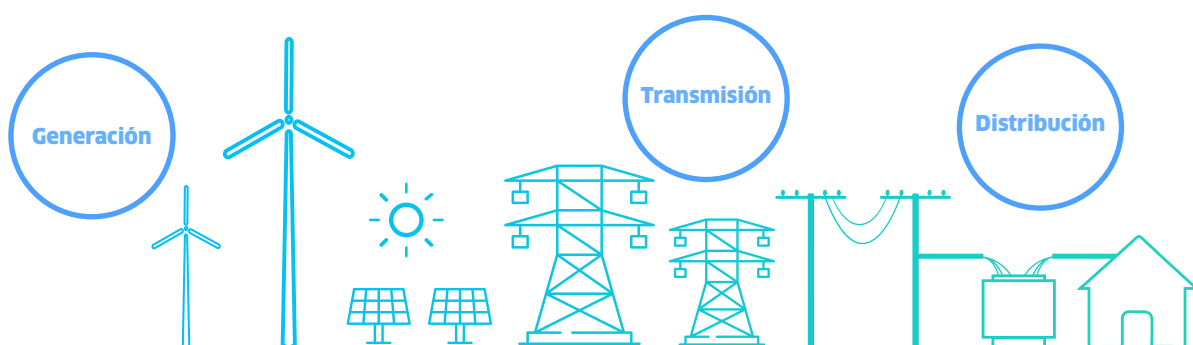
El principal sistema eléctrico de Chile es el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el cual nace en noviembre de 2017 con la unificación del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), donde se encuentra la mayor parte de la industria minera del país,



y el Sistema Interconectado Central (SIC), en el que reside el 93% de la población.

El SEN alcanza una longitud de 3.300 kilómetros, casi la totalidad del territorio nacional, desde Arica por el norte hasta Chiloé por el sur.

Además del Sistema Eléctrico Nacional, en el sur de Chile existen dos sistemas aislados que suministran electricidad a zonas remotas: el Sistema Eléctrico de Aysén y el Sistema Eléctrico de Magallanes.



Desde el 1 de enero de 2017, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) es el organismo encargado de coordinar la operación del SEN, preservando el suministro eléctrico con la seguridad requerida, de la manera más económica posible, y garantizando el acceso abierto a los sistemas de transmisión.

Esta entidad es la sucesora de los antiguos Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) del SING y SIC, que operaban sus sistemas de manera independiente.

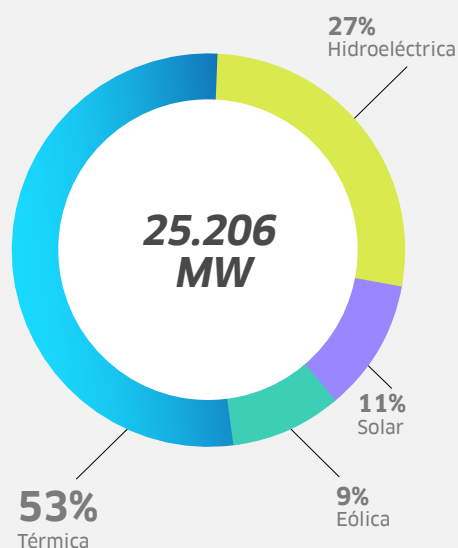
TIPOS DE CLIENTES

Clientes libres: son los consumidores cuya potencia conectada supera los 5 MW y aquellos que están en el rango entre 500 kW y 5 MW que han optado por esta categoría. Estos usuarios no se encuentran sujetos a regulación de precio. Además, pactan los aspectos comerciales en el contrato, como volumen, precio, plazo y condiciones generales del suministro de energía. En ENGIE Energía Chile, a estos clientes los dividimos en 3 macrosegmentos: Industries, Cities&Communities y Properties.

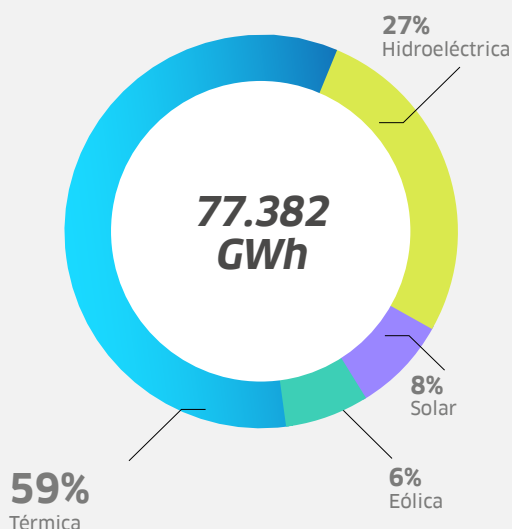
Clientes regulados: son los clientes cuya potencia conectada es igual o inferior a 500 kW y aquellos que están en el rango entre 500 kW y 5 MW que han optado por mantenerse en el segmento regulado. Los clientes regulados reciben el suministro energético a través de las distribuidoras, las que licitan el suministro en contratos a largo plazo.

ENGIE Energía Chile suministra energía a regulados a través de empresas distribuidoras y clientes libres ubicados en el ex sistema SING, y ya cuenta con contratos para suministrar a clientes libres y regulados en el ex sistema SIC, todos ubicados ahora en el Sistema Eléctrico Nacional.

Capacidad Bruta Instalada en el SEN en 2019



Generación total en el SEN 2019



Fuente: CEN y presentación a inversionistas resultados 2019 ENGIE Energía Chile.

Marco Regulatorio

La Ley General de Servicios Eléctricos, la Ley de Transmisión Eléctrica y la Ley de Bases Generales del Medio Ambiente son las principales normas que regulan la operación de ENGIE Energía Chile.

Las principales entidades reguladoras y fiscalizadoras de la compañía son:

- **Ministerio de Energía**
- **Comisión Nacional de Energía (CNE)**
- **Ministerio de Medio Ambiente**
- **Superintendencia de Medio Ambiente**
- **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)**
- **Coordinador Eléctrico Nacional (CEN)**
- **Panel de Expertos**

CAMBIOS REGULATORIOS

En 2019 el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía continuaron trabajando en los distintos reglamentos y normas técnicas propuestos en el marco de la implementación de la Ley 20.936 y los lineamientos establecidos en el documento “Ruta de la Energía 2018-2022”. Con ese propósito también se establecieron mesas de trabajo y otras instancias para entregar las observaciones a las normativas.

A raíz de la coyuntura social acontecida en el país en noviembre 2019 el Gobierno decidió impulsar una serie de medidas, entre las cuales destaca la estabilización

del precio de la electricidad para clientes regulados a través de la promulgación de la Ley 21.185, que establece un mecanismo transitorio de estabilización de precios desde julio de 2019 hasta 2027, fecha en la cual habrán ingresado al mercado los contratos más baratos provenientes de energías renovables.

En su primer año, este mecanismo tuvo un efecto directo en ENGIE Energía Chile de US\$ 73,5 millones en sus cuentas por cobrar, lo que significó un costo financiero de US\$ 1,5 millones a diciembre de 2019. El fondo de estabilización solo podrá incrementarse hasta julio 2023 o hasta que alcance un total sistema de US\$ 1.350 millones, lo que ocurra primero. En esta situación, el PEC se ajustará para evitar una mayor acumulación. Los saldos solo devengarán intereses de enero 2026 a diciembre 2027, fecha en que el fondo debe extinguirse.

En caso de copar el fondo, la CNE ajustará los precios en cada fijación para no superar su valor y aumentar la recaudación. En el caso de ENGIE Energía Chile se estima un aporte total al fondo de US\$ 250,5 millones y un costo financiero estimado de MMU\$ 55,0 al 4%.

Adicionalmente, en diciembre 2019 es publicada la Ley 21.194, denominada “Ley Corta de Distribución”, que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica. Para el primer trimestre de 2020 se comprometió el envío del proyecto de Ley Larga de Distribución, que considera una reforma más profunda



y estructural al negocio de la distribución, incorporando mayor competencia en la comercialización, apertura en los sistemas de información, mejores estándares de seguridad y calidad de servicio, y un diseño de tarifas eficientes que entreguen señales adecuadas para el cliente.

A nivel reglamentario, en marzo de 2019 se publicó el “Reglamento de Servicios Complementarios” y en diciembre, el “Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional”. Ambos reglamentos comienzan a recoger los cambios recientes en el mercado eléctrico, producto de la mayor penetración de fuentes renovables variables y no gestionables. El nuevo mercado eléctrico requiere, entre otras cosas, una correcta identificación de los recursos entregados por las distintas tecnologías, así como una correcta remuneración de los servicios que cada activo le brinda al mercado.

De forma adicional se establecieron mesas de trabajo para el análisis del “Reglamento de calificación, valorización, tarificación y remuneración de las instalaciones de transmisión”; el “Reglamento de

los sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión”; el “Reglamento de generación distribuida para autoconsumo” y el “Reglamento de pequeños medios de generación distribuida”, cuyas publicaciones se esperan para el año 2020.

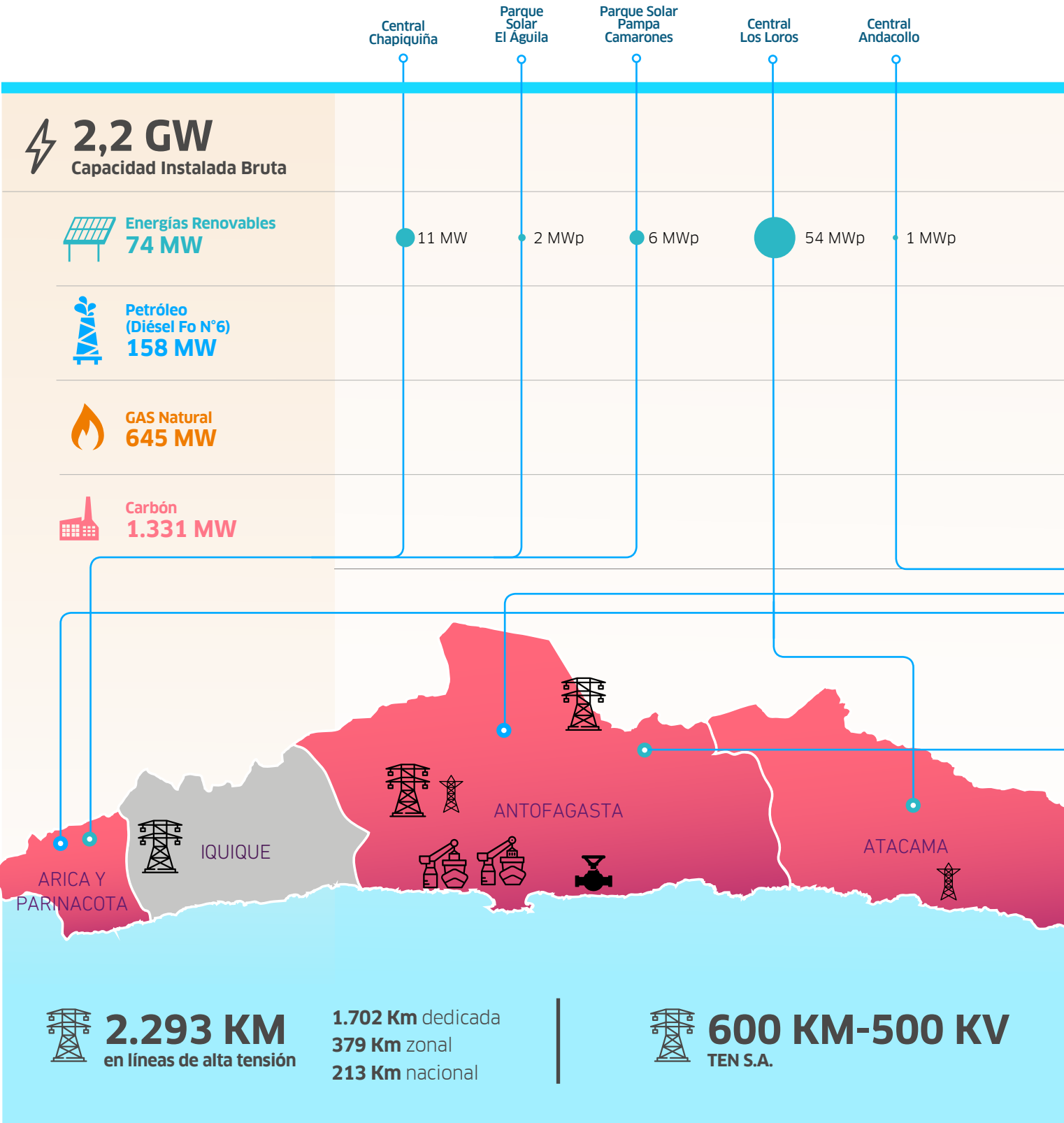
En relación con las normas técnicas, en 2019 se modificaron la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio, la Norma Técnica de GNL, la Norma de Conexión y Operación PMGD, la Norma Técnica de Calidad de Servicio para los Sistemas de Distribución y la Norma Técnica de Servicios Complementarios, entre otras. Muchas de ellas se seguirán debatiendo durante 2020.

También, en 2019, el Ministerio de Energía analizó impulsar una reforma en el segmento de generación, reconociendo las crecientes necesidades de flexibilidad impuestas por el ingreso masivo de generación renovable no gestionable (“Estrategia de Flexibilidad”).

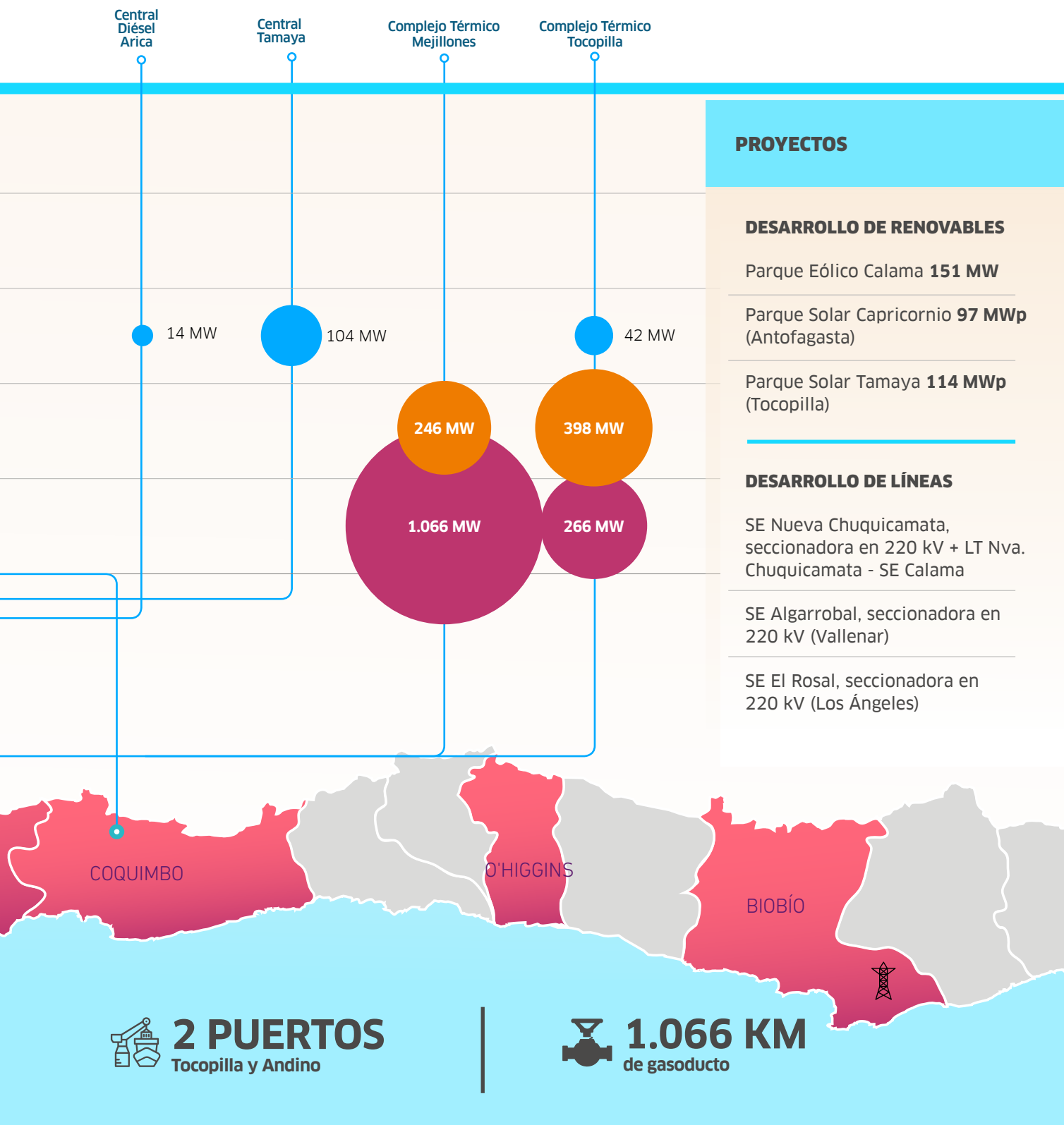
Se espera que para el primer trimestre de 2020 el Ministerio de Energía envíe al Parlamento un proyecto de ley que perfeccione el mercado de pago por transferencia de potencia de suficiencia y su efecto en los atributos de flexibilidad del sistema.

Respecto de la transmisión, en enero de 2018 ha comenzado la implementación del cobro de la transmisión a nivel Nacional y Zonal por medio de un “Estampillado” o “Cargo Único”, el cual busca ser cobrado directamente al usuario final de acuerdo con lo regulado en la Ley 20.936. Durante 2019, a través del Cargo Equivalente de Transmisión (CET), se ha dado la posibilidad a clientes libres para que opten a este nuevo esquema, lo que a su vez ha permitido a suministradores percibir una rebaja en pagos por uso del sistema de transmisión.

Nuestras Operaciones



Al cierre de 2019, la capacidad instalada bruta de ENGIE Energía Chile alcanzó a 2,2 GW, superior a los 1,9 GW de 2018. En 2019 ingresó IEM (375 MW) y los parques solares Los Loros y Andacollo (55 MWp). Estas nuevas incorporaciones suplieron el cierre de las unidades 12 y 13 de Tocopilla (173 MW) este año.



En ENGIE Energía Chile
hemos asumido el desafío
de acompañar a nuestros
clientes en su propia
transición energética al cero
carbono, **suministrándoles
energía eléctrica y gas,
soluciones de eficiencia
energética y servicios de
transmisión y portuarios.**



Estrategia de Transición al Cero Carbono

En medio de los profundos cambios que está viviendo la industria de energía en Chile y el mundo, en donde las energías renovables están desplazando a los combustibles fósiles, en ENGIE Energía Chile adoptamos el desafío de acompañar a nuestros clientes en su propia transición energética al cero carbono, brindándoles abastecimiento de energía eléctrica y gas, soluciones de eficiencia energética, así como servicios de transmisión y portuarios.

Para responder a las diversas necesidades y expectativas propias de cada sector, iniciamos en 2017 un proceso de transformación organizacional que continuamos en 2019, con el objetivo de convertirnos en una empresa de soluciones ágil y eficiente, centrada en las necesidades de sus clientes.

NUESTRA AMBICIÓN

Ser líderes en servicios para la transición al cero carbono.

NUESTRO ADN

Expertos en infraestructuras complejas.

Proximidad con los clientes.

NUESTRAS ORIENTACIONES ESTRATÉGICAS

Soluciones a clientes; Renovables; Generación; Transmisión y Gas.

NUESTROS OBJETIVOS

Un crecimiento más fuerte.

Crear más valor.

Mejor impacto.

Desempeño de las líneas de negocio

El aumento en las ventas de energía, el ingreso de IEM y la compra de los primeros proyectos renovables favorecieron nuestros negocios.

GENERACIÓN

La gestión de esta línea de negocios se vio favorecida en 2019 por un incremento en las ventas de energía, el ingreso de IEM y la adquisición de los primeros proyectos de energías renovables contemplados en nuestro Plan de Inversiones por US\$1.000 millones.

VENTAS DE ENERGÍA

En 2019, las mayores ventas de energía respondieron al aumento de la demanda proveniente del contrato que mantenemos con las distribuidoras eléctricas del centro-sur del país, pasando de un máximo anual de 2.016 GWh en 2018 a 5.040 GWh a contar de enero de 2019. También influyó la recuperación de la demanda de nuestros clientes libres mineros (Chuquicamata, Zaldívar y El Abra), que significaron ventas de energía por 11.103 GWh, cifra 14% superior a la de 2018.

Esta mayor demanda fue cubierta en parte por generación propia, que alcanzó 5.672 GWh, un 5% superior a la de 2018, y por compras de energía en el mercado spot por 5.520 GWh, 38% mayores que el año anterior.

CAPACIDAD INSTALADA

Al cierre de 2019, nuestra capacidad instalada alcanzó a 2,2 GW, un 15% superior a los 1,9 GW de 2018. Este incremento se explica por el inicio de las operaciones comerciales de la central térmica IEM (375 MW) y por la adquisición de los parques solares Los Loros y Andacollo (55 MWp).

Estos nuevos ingresos compensaron el cierre de las unidades 12 y 13 del Complejo Térmico de Tocopilla.

En el último período, nuestra generación representó el 22% de los 1.927 GWh totales generados en la zona norte del Sistema Eléctrico Nacional (SEN Norte), lo que equivale a una caída de 6 puntos respecto de 2018, cuando alcanzamos el 28%.

DISPONIBILIDAD Y MANTENIMIENTO

En 2019 tuvimos una disponibilidad menor a la de 2018. Se implementaron varias mejoras y contratamos una consultoría para analizar las brechas y proponer nuevos planes de acción para 2020. En 2019, las mantenciones mayores programadas fueron:

- a) En el Complejo Térmico Tocopilla:
 - **La unidad 14** estuvo en mantenimiento desde el 8 de abril al 23 de junio.
 - **La unidad 15**, del 2 al 19 de diciembre.
 - **En la unidad 16** se efectuaron tres mantenimientos: desde el 13 de enero al 6 de febrero; del 2 al 16 de junio y desde el 15 de octubre hasta el 9 de febrero de 2020.
- b) En el Complejo Térmico Mejillones:
 - **CTA** estuvo en mantenimiento desde el 29 de junio al 23 de agosto.
 - **CTM2**, del 24 de septiembre al 4 de noviembre.
 - **CTM3**, del 24 al 27 de septiembre.
 - **La central IEM y la Central Hornitos (CTH)** no estuvieron disponibles durante un tiempo acotado en el segundo semestre. En el caso de IEM, fue por reparación de pulverizadores, y en CTH, por sistema de extracción de cenizas de fondo y sistema de circulación de agua de mar.



GENERACIÓN 2019 ENGIE ENERGÍA CHILE

2,2
GW

Capacidad
Instalada Bruta

5.672
GWh

Generación
Bruta

5.260
GWh

Generación
Neta

5.520
GWh

Compras de
energía en el
mercado spot

Mantenimientos programados

TRIMESTRE	UNIDAD	TIPO	CAPACIDAD	PLANTA	TIEMPO FUERA DE OPERACIÓN (DÍAS)
Primer	CTT16	Gas	362,30	Complejo Térmico Tocopilla	24
Segundo	CCT14	Carbón	135,60	Complejo Térmico Tocopilla	76
	CTT16	Gas	362,30	Complejo Térmico Tocopilla	14
Tercer	CTA	Carbón	177,00	Complejo Térmico Mejillones	55
	CTM3	Gas	246,24	Complejo Térmico Mejillones	2
	CTM2	Carbón	171,98	Complejo Térmico Mejillones	41
Cuarto	CTT16	Gas	362,30	Complejo Térmico Tocopilla	78
	CTT15	Carbón	130,22	Complejo Térmico Tocopilla	18

Fallas relevantes 2019

TRIMESTRE	UNIDAD	TIPO	CAPACIDAD	PLANTA	TIEMPO FUERA DE OPERACIÓN (DÍAS)
Primer	CTT13	Carbón	85,67	Complejo Térmico Tocopilla	136
	CCT15	Carbón	130,22	Complejo Térmico Tocopilla	27
	CTM13	Gas	246,24	Complejo Térmico Mejillones	19
	CTA	Carbón	177,00	Complejo Térmico Mejillones	25
	CTM1	Carbón	161,77	Complejo Térmico Mejillones	30
Segundo	CTH	Carbón	177,54	Complejo Térmico Mejillones	38
Tercer	CTH	Carbón	177,54	Complejo Térmico Mejillones	21
	IEM	Carbón	376,96	Complejo Térmico Mejillones	69
	CTM3	Gas	246,24	Complejo Térmico Mejillones	29



En 2019 comenzó a operar en Santiago el Centro de Despacho de Energía Térmica y Renovable.

PLAN DE DESCARBONIZACIÓN

Uno de los hitos más relevantes de 2019 fue el anuncio del calendario de cierre de seis unidades a carbón para el período 2019-2024, en el marco de nuestro Plan de Descarbonización. Este programa involucra un plan de rotación de los activos que conlleva reemplazar generación térmica por energía renovable, así como una serie de iniciativas dirigidas a mitigar el impacto social que implica este recambio; entre ellas, la menor capacidad de generar empleo de los activos renovables.

Al término de 2024 habremos desconectado del sistema 800 MW a carbón provenientes de las unidades 12 y 13 del Complejo Térmico Tocopilla (junio 2019), de las unidades 14 y 15 del Complejo Tocopilla (2021) y de las unidades CTM1 y CTM2 del Complejo Térmico Mejillones (2024).

En el mismo plazo, ingresaremos los primeros 417 MW de energías renovables provenientes de los parques solares Los

Loros y Andacollo (55 MWp), adquiridos en 2019; el Parque Eólico Calama (151 MW), cuyo ingreso está previsto para 2020, y de los parques fotovoltaicos Tamaya

ACUERDO CON BID INVEST

Con el objetivo de financiar las inversiones en plantas de generación en base de energías renovables, suscribimos en diciembre de 2019 una carta de intención ("Letter of Intent") con BID Invest, miembro del Grupo Banco Interamericano de Desarrollo (BID), para estructurar un préstamo a largo plazo por hasta US\$125 millones.

El cierre de seis de nuestras unidades térmicas en Chile programado al año 2024 será equivalente a la reducción de 3 millones de toneladas de CO² o a sacar de circulación el 20% del parque nacional automotor.



DESMANTELAMIENTO DE LAS UNIDADES 12 Y 13

En 2019, comenzamos a estudiar las bases de licitación para el desmantelamiento de estas unidades y actualizamos el listado de permisos y normativa. Dichas bases se presentarán en el primer semestre de 2020.

y Capricornio, ubicados en la Región de Antofagasta, que en conjunto representan 211 MW y que están proyectados para 2021 y 2022.

La construcción de estos parques generará cerca de 1.000 empleos directos en momentos punta de contratación.

Adicionalmente, contamos con seis proyectos renovables con sus Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA) aprobadas y estamos prospectando la instalación de parques eólicos en la zona sur del país.

En el marco de nuestro plan de descarbonización, implementamos el

primer sistema de almacenamiento de energía (BESS) en la subestación de Arica (2 MWh).

GESTIÓN DE LA DESCARBONIZACIÓN POR GRUPO DE INTERÉS



Cientes



En 2018, les presentamos a nuestros principales clientes (PPA) una nueva propuesta comercial que, entre otros aspectos, considera cambiar la fuente de suministro de energía -de térmica a renovable- establecida en los contratos, así como ampliar los plazos de vigencia. Este cambio les permite desindexar sus tarifas del precio del carbón e indexarlas al índice CPI, lo que les abre la posibilidad de optar a precios más bajos y a reducir la huella de carbono de su cadena de valor. Por nuestra parte, la validación de esta propuesta fue determinante para viabilizar el Plan de Inversiones por US\$1.000 millones en energías renovables. Al 2019, hemos descarbonizado contratos equivalentes a 3TWh.



Trabajadores



Creamos una mesa integrada por líderes sindicales y ejecutivos de la empresa para definir en conjunto alternativas que aseguren la mayor empleabilidad posible de los colaboradores que se desempeñan en las unidades a carbón que serán desconectadas, considerando que los proyectos renovables se caracterizan por una baja participación de operarios. Entre las opciones que se están brindando a los empleados destacan planes de movilidad interna, reconversión, capacitación y retiro. **(Más información en página 84).**



Proveedores y contratistas



Encargamos un estudio al Observatorio Laboral de la Universidad Católica del Norte para conocer las competencias y expectativas laborales de los trabajadores internos y de las empresas contratistas del Complejo Térmico Tocopilla. **(Más información en página 104).**



Comunidad y sociedad



En las mesas de trabajo implementadas por el Gobierno, compartimos de manera abierta y transparente nuestro Plan de Descarbonización con las autoridades locales, vecinos y ONG ambientalistas, entre otros actores, para recibir su retroalimentación. **(Más información en página 100).**

Hitos de Nuestro Plan de Descarbonización

2015-2017

En 2015 se inicia la construcción de **LÍNEA TEN** que unificará los sistemas SING y SIC en el nuevo Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Entró en operaciones en 2017.

2018

Anuncio de cierre de unidades a carbón 12 y 13 de Tocopilla, equivalentes a 173 MW. **ENGIE y sus sindicatos crean la Mesa de Descarbonización** para abordar planes de reinserción y reconversión laboral.

ENGIE Energía Chile integra la **MESA DE DESCARBONIZACIÓN** creada por el Gobierno.

2019

Se realiza estudio que identifica las **competencias y necesidades para la reinserción laboral** de los trabajadores de empresas contratistas.

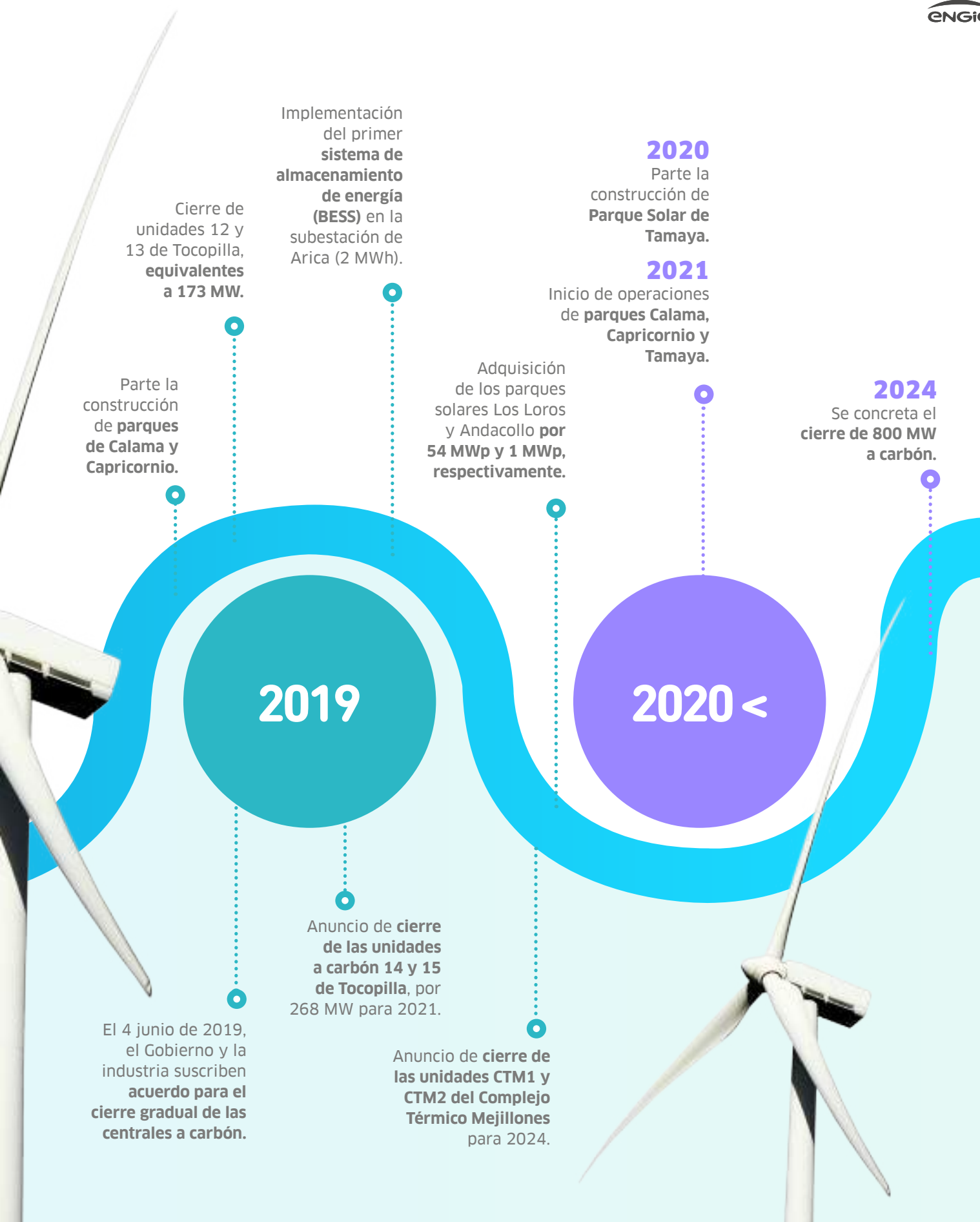
< 2017

2018

Se inicia proceso de **renegociación** de contratos con clientes para desindexarlos del precio del carbón.

Se lanza **Plan de Rotación de Activos**, que implica el cierre de unidades a carbón y un programa de inversión por US\$ 1.000 millones en 1 GW de energías renovables.

Entre 2018 y 2019 la empresa ha **descarbonizado contratos** con clientes equivalentes a **3TWh**.



TRANSMISIÓN

En este ámbito, durante 2019 iniciamos la construcción de los tres proyectos nacionales que nos adjudicamos en 2018, orientados a facilitar el acceso al sistema de energías renovables. Dichos proyectos involucran una inversión referencial de US\$ 36 millones.

Adicionalmente, la Comisión Nacional de Energía nos autorizó a realizar obras de ampliación por US\$10 millones en nuestro propio sistema. A eso debemos sumar inversiones en nuestras instalaciones por otros US\$4 millones.

El negocio de Transmisión de ENGIE Energía Chile en cifras

2.293 km
en líneas de alta tensión

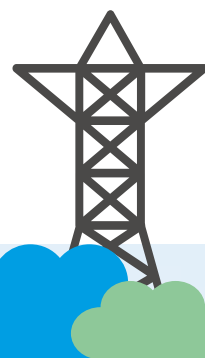
1.702 km
líneas dedicadas

213 km
nacionales

379 km
de línea zonal

opera
98 km
de líneas de
media tensión

92%
Propiedad
de la empresa



TEN S.A.

La empresa de transmisión TEN S.A. -controlada en partes iguales por ENGIE Energía Chile y Red Eléctrica Chile- cumplió dos años haciendo posible la transferencia de energía entre el norte y el sur del país.

Al cierre de 2019, la empresa había alcanzado las metas que se propuso en los ámbitos económico, ambiental y social.

En desempeño económico, podemos destacar los siguientes logros:

- 99,7% de disponibilidad de su servicio.
- Ganancia neta de 17 MUSD.(*)

En el ámbito ambiental, la empresa continuó avanzando en el Plan de Revegetación, que considera el rescate y relocalización de ejemplares de especies vegetales xerofíticas sensibles. En julio y agosto de 2019 se instalaron los primeros ensayos de reforestación o plantación, utilizando plantas propagadas por TEN S.A. Los ensayos, conducidos técnicamente por el Instituto Forestal (INFOR), permitirán probar distintos métodos de establecimiento de las plantas en el terreno, buscando la mejor forma para que la reforestación de compensación vegetal del proyecto cumpla con reestablecer la superficie de vegetación intervenida por las obras y actividades de construcción.

En la dimensión social, a nivel interno, TEN S.A. se enfocó en promover un entorno seguro y saludable para sus trabajadores. En 2019, logró cero accidentes laborales del personal propio, aunque registró 2 accidentes laborales de subcontratistas. De todas formas, estas cifras representaron un avance respecto de la gestión del año anterior. Este desempeño es el resultado de un proceso de mejora continua de los estándares de cumplimiento de la Política de Seguridad y Salud Ocupacional de la empresa.



TEN S.A. cuenta con:

Subestaciones



4

Kilómetros
de tendido



600

Torres



1.350

Como parte de su estrategia de Relacionamiento Comunitario, en 2019, la empresa implementó un ambicioso programa compuesto por iniciativas enfocadas, principalmente, en la promoción del emprendimiento, la capacitación y el desarrollo local en la comuna de Diego Almagro.

(*) MUSD o millones de dólares de Estados Unidos.

En 2020, ENGIE Energía Chile tiene planificado iniciar el proceso para calificar a Puerto Andino como “Puerto Verde”.

PUERTOS

Puerto Andino: forma parte del complejo Infraestructura Energética Mejillones (IEM). En 2019, se descargaron 18 buques, 16 con carbón y 2 con caliza. Esto elevó a 1.554.539 las toneladas descargadas, 1.492.363 de las cuales correspondieron a carbón y 62.176 a caliza. Entre los buques con carbón, hubo cuatro tipo Handy, cinco tipo Cape Size y siete tipo Panamax.

Puerto Tocopilla: es un terminal multipropósito que cuenta con dos grúas de puerto de 50 y 27 toneladas, respectivamente; canchas para graneles sólidos de 350.000 ton, y bodegas y explanadas por 5.000 m². Tiene, asimismo, una capacidad de almacenamiento para graneles líquidos de 50.000 m³. Durante 2019, se realizaron en sus instalaciones acciones correctivas debido a fallas de grúas y sistema de correas.

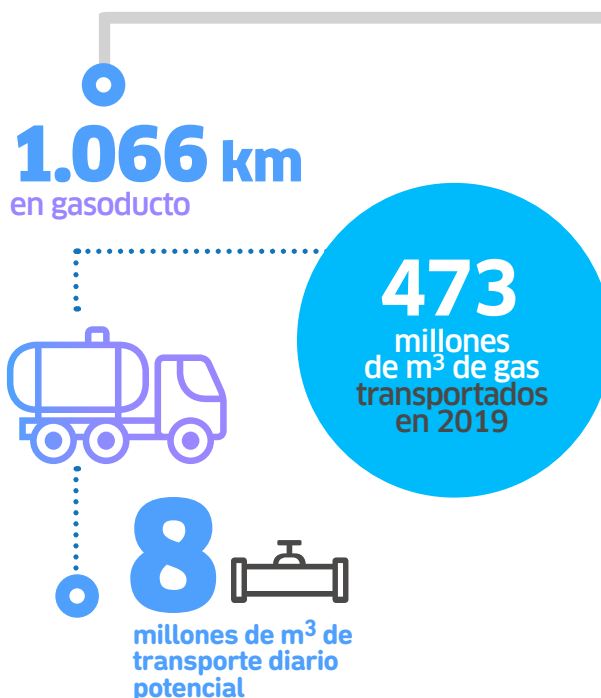
En 2020, ENGIE Energía Chile tiene planificado iniciar el proceso para calificar el Puerto Andino como “Puerto Verde”. Este sello acredita que la empresa dispone, entre otros aspectos, de una doble protección contra el polvo, una buena relación con la comunidad y criterios que garantizan un correcto tratamiento de residuos del puerto y de las naves.

GASODUCTO

Entre los hitos de 2019 destacamos la renovación de los contratos de transporte que vencían tras 20 años de vigencia. Asimismo, se realizó un Open Season en Chile y otro en Argentina para ofrecer la capacidad.

También comenzamos con las importaciones de gas desde Argentina a Chile con volúmenes moderados. Esto se debió, entre otros factores, a la disponibilidad de transporte en Argentina para llevar el gas desde Neuquén (Vaca Muerta) hasta Salta (Pichanal), en donde comienza el gasoducto Nor Andino; indisponibilidades de las unidades y despacho forzado de Kelar. Como refuerzo a este proceso, se obtuvieron 2 permisos de exportación (Argentina/Chile).

El negocio de Gas de ENGIE Energía Chile en cifras





Como parte de nuestras reparaciones y mejoras, realizamos una bajada de cañería con el gasoducto en servicio de 400 m de longitud, sin que esto afectara la disponibilidad del servicio en todo el año.

Nuestro desafío para 2020 es mantener el 100% de disponibilidad del servicio y aumentar el uso del gasoducto con mayores volúmenes contratados.

GESTIÓN DE PORTAFOLIO

La gestión de portafolio está enfocada en la optimización de los activos de la compañía con el objetivo de maximizar sus beneficios de acuerdo con la estrategia comercial. Adicionalmente, parte de la tareas necesarias para la gestión de portafolio es mantener relaciones eficaces con el Coordinador Eléctrico Nacional y la Comisión Nacional de Energía, entre otros actores del mercado eléctrico.

Entre los principales hitos de nuestra gestión en 2019 destacamos:

DESAFÍOS 2020 EN GESTIÓN DE PORTAFOLIOS

Participación activa en Mercado de Servicios Complementarios (SSCC) y monitoreo de competencia.

Gestión de gas (GNL y GN de Argentina).

Asegurar puntos de conexión para proyectos ERNC futuros de la compañía.

Gestionar la entrada en operación para proyectos en construcción.

Seguimiento y participación activa en discusiones regulatorias relevantes del sector.

Gestión para la conexión de nuevos activos:

El año 2019 se destacó por la conexión al sistema de nuevos activos de la compañía, como el ingreso al sistema de la central IEM (375 MW) y del sistema de almacenamiento de energía (BESS) en S/E Arica (2 MWh).

Potencia de suficiencia: Con la idea de incrementar los ingresos por potencia de la compañía, destacan las acciones realizadas para agrupar la demanda de los clientes regulados de la zona norte del sistema, logrando una disminución en las compras de potencia en el mercado.

Servicios Complementarios: Nos enfocamos en preparar los análisis y procesos necesarios para que la compañía participe en el nuevo mercado de

Servicios Complementarios (SSCC), que por ley comienza a operar desde inicios de 2020. Los Servicios Complementarios son los productos técnicos que necesita el Sistema Eléctrico Nacional para mantener una operación segura. Se enmarcan principalmente en tres servicios:

- **Control de frecuencia:** Servicio que permite mantener el equilibrio entre la generación y la demanda eléctrica del sistema.
- **Control de tensión:** Servicio que mantiene las tensiones de las subestaciones del sistema dentro de un rango establecido.
- **Plan de Recuperación del Servicio:** Permite reestablecer el suministro eléctrico, una vez ocurrido un apagón parcial o total en el sistema.

Gestión del GNL: En 2019 se gestionó la importación de gas licuado para la generación de nuestras unidades de ciclo combinado: Unidad 16 del complejo Tocopilla y CTM3 del complejo Mejillones. El resultado de estas gestiones se tradujo en beneficios para la compañía por US\$ 5 millones.

CLIENTES

En 2019 seguimos avanzando en nuestra estrategia de convertirnos en una empresa de servicios líder en el diseño e implementación de soluciones para apoyar a nuestros clientes en su transición al cero carbono. Asimismo, ampliamos nuestros servicios a empresas de menor tamaño.

Entre los principales hitos del año destacamos:

- **Renegociación de contratos con clientes:** En 2019 celebramos nuevos acuerdos comerciales como parte del Plan de Descarbonización. Entre ellos destacan los suscritos con Antucoya (319 GWh), Molycop (100 GWh), Quiborax (21 GWh), Mall Plaza (24 GWh), Puerto Mejillones y Puerto Angamos (ambos con 10 GWh).



CLIENTES DE MAYOR TAMAÑO

Al cierre de 2019, los clientes que superaban el 10% de la facturación de la empresa eran:

CLIENTES LIBRES

- **Codelco:** Chuquicamata y Minera Gaby.
- **AMSA:** Minera Centinela, con sus faenas Esperanza y El Tesoro, Minera Antucoya y Compañía Minera Zaldívar SpA.
- **Freeport-McMoran:** El Abra.
- **Glencore:** Lomas Bayas y Alto Norte.

CLIENTES REGULADOS

- **Empresas CGE:** EMELARI, ELIQA Y ELECDA.
- **Contrato de suministro con 26 empresas de distribución del centro y sur del país.**

En 2019 incorporamos nuevos clientes industriales con una demanda equivalente a 239 GWh.

- **Duplicamos los clientes B2B:** La estrategia de ampliar la cartera de clientes medianos (B2B) de distintos sectores productivos también rindió sus frutos. En 2019 incorporamos 79 empresas a nuestra cartera de clientes industriales, representando una demanda equivalente a 239 GWh.

- **Soluciones cero carbono:** En 2019, esta línea de negocios incorporó como clientes al Aeropuerto de Santiago y la empresa de telecomunicaciones WOM, a los que instalamos soluciones fotovoltaicas.

Nuestro objetivo es buscar nuevos clientes, fidelizar a los actuales y desarrollar más productos PV y propuestas de Demand Side Management. En esa línea, estamos centrados en ampliar la oferta de Soluciones Integradas hacia nuevos clientes tanto del norte como del centro y sur del país.

- **Rediseñamos el Portal Clientes:** Esta actualización tuvo como propósito facilitar la entrega de información de acuerdo con las necesidades de cada tipo de clientes, B2G (grandes) y (B2B) medianos. En esa

línea, simplificamos la navegación de la factura, de manera que el cliente pueda elegir fácilmente la información que requiere. Por el momento, la plataforma entrega información sobre generación y transmisión.

EXPERIENCIA A CLIENTES

En 2019 fortalecimos el funcionamiento de los equipos críticos para la experiencia que queremos brindar. Con este objetivo, reorganizamos el área comercial, robustecimos nuestra gestión de procesos, avanzamos en la estrategia de dotar a la organización de las herramientas digitales para ser una empresa ágil y desarrollamos nuevas plataformas orientadas a los clientes.

Nuestras principales líneas de trabajos fueron:

1. Reorganización del área comercial: En nuestro objetivo de anticiparnos a las necesidades de los clientes, creamos las figuras del Key Account Manager y del Account Manager. El primero tiene la misión de relacionarse con el cliente para conocer en profundidad sus necesidades y así entregarle las soluciones que necesita. Este último tiene a su cargo proveer la solución. (Más información en página 90).

2. Sensibilización áreas de back office: Realizamos un trabajo con las áreas de back office más críticas para que comprendan la importancia de su rol en la experiencia que queremos entregar a los clientes.

3. Gestión de Procesos: Nos enfocamos en reordenar nuestras actividades en una lógica de procesos de coordinación, organizados como áreas de servicios en torno a los clientes de la compañía. Bajo este rediseño, se estableció una gobernanza de procesos, en la cual se formalizaron los macroprocesos y procesos, junto con los roles de 44 dueños de proceso y 7 patrocinadores.

Como resultado de este trabajo, se definieron 7 macroprocesos:

- Clientes
- Productos y soluciones
- Desarrollo de proyectos
- Implementación de proyectos
- Inteligencia de negocios
- Operación y despacho
- Regulación y asuntos legales

Adicionalmente, 22 de los 44 procesos de la compañía definieron formalmente su propósito, clientes internos o externos, objetivos de área, subprocesos, responsables y las relaciones de coordinación con otras áreas de la

compañía. Bajo este modelo, cada dueño de proceso es responsable del funcionamiento de extremo a extremo, validando objetivos y prioridades, estableciendo indicadores de medición, verificando el cumplimiento de los requisitos legales y asegurando una excelente calidad de servicio a sus clientes externos e internos.

En esta línea, se renovó la Biblioteca Virtual, cuyo objetivo es garantizar la disponibilidad de la información relevante para los colaboradores de la compañía. En este marco, trabajamos de manera específica en las siguientes áreas:



a) Legal y Comercial, para reducir los tiempos de preparación de contratos y mejorar la experiencia de nuestros clientes.

b) Facturación, para rediseñar el modelo operativo en función de una lógica de coordinación que estableció la figura del contract manager o administrador de contratos, como líder de la gestión de postventa con los clientes para todos sus contratos de servicios.

c) Relacionamento, para fortalecer la lógica de funcionamiento con los stakeholders de la compañía y asegurar que la información de valor sea canalizada internamente y gestionada por los procesos de negocio adecuados.

d) Recursos humanos, para armonizar sus funciones y construir un nuevo modelo de funcionamiento basado en servicios desde centros de expertise, a lo largo del ciclo de vida del trabajador.

Finalmente, se validaron las certificaciones del sistema de gestión integrado: ISO 9001 para gestión de la calidad, ISO 14001 para la gestión medioambiental y OHSAS 18001 de gestión de la seguridad y salud en el trabajo, fijando como objetivo de este último su actualización al estándar internacional ISO 45001 durante el próximo año.

4. Digitalización: En 2019, nuestra estrategia digital nos generó un ahorro de casi US\$850 mil y una eficiencia interna de 861 horas/hombre. Adicionalmente, los proyectos que hemos implementado nos han permitido disminuir nuestra huella ambiental por un menor gasto de energía y mayor eficiencia energética. Los avances más destacados de la gestión de este año fueron:

• **Virtualización de la infraestructura:**

A través de este proyecto, llevamos procesos a la nube, para hacerlos más simples. Esta iniciativa redujo de 7 a 2 los data center y de 60 a

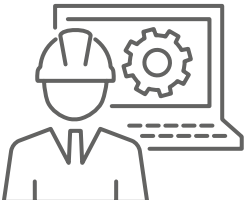
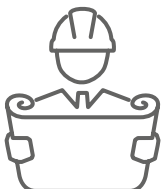


10 los servidores físicos. Asimismo, eliminamos almacenamiento. De esta manera, consolidamos en la nube el correo corporativo, SAP y la CRM, junto con todas nuestras plataformas.

- **Prodigy:** Fue otro proyecto clave que permitió incorporar todas las líneas de negocio a la plataforma SAPs/4 Hanah. Esto nos ayudó a estandarizar los procesos de servicios.
- **Office 365:** Su objetivo es mejorar la experiencia de los colaboradores, permitiendo que puedan acceder en forma segura, desde cualquier lugar, a su correo y archivos. Además, es un promotor de la colaboración.
- **Efecto en ciberseguridad:** En línea con el Roadmap de Ciberseguridad 2018-2020, mantuvimos el monitoreo de los sistemas industriales. Esto hace posible implementar controles y medidas que nos aseguren que la plataforma y la data, así como los procesos y los activos de nuestra empresa, están protegidos ante hackers o accesos malintencionados, tanto internos como externos.

Cadena de valor

Input del cliente y otros stakeholders



1

DISEÑO CONCEPTUAL DE LA SOLUCIÓN ENERGÉTICA

2

DESARROLLO DE PROYECTO

4 Operación del proyecto



Elección del proveedor de insumos para la producción



Logística de transporte de insumos para la producción (Barco-Gasoducto)



Almacenamiento de insumos para la producción

Orientación al cliente



3

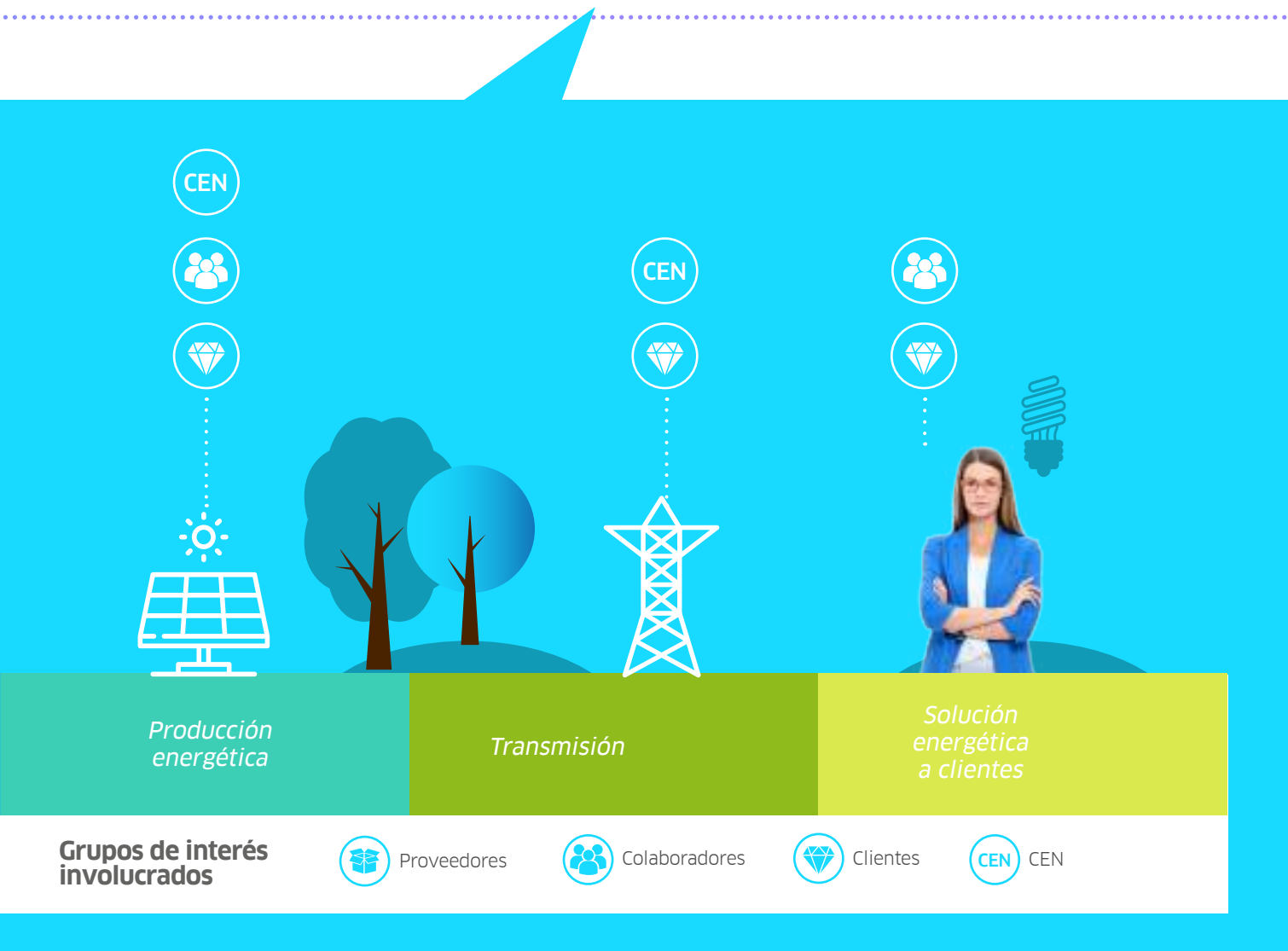
**CONSTRUCCIÓN
DEL
PROYECTO**

4

**OPERACIÓN
DEL
PROYECTO**

5

**CIERRE
SOSTENIBLE DE
LAS OPERACIONES**



Desempeño Económico

US\$ 1.455
millones de ingresos operacionales

14% más que en 2018

US\$ 535
millones de EBITDA

42% más que en 2018

US\$ 111
millones de utilidad neta

8% más que en 2018

INGRESOS OPERACIONALES

Los ingresos operacionales llegaron a US\$1.455 millones en 2019, aumentando un 14% con respecto al año anterior, principalmente debido a mayores ventas de energía en el segmento de clientes regulados, producto del aumento en la demanda contratada por las compañías distribuidoras del centro-sur del SEN.

En 2019, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$1.241,5 millones, aumentando un 11% (US\$120 millones) respecto de 2018, debido a mayores ingresos en el segmento de clientes regulados asociados al inicio del contrato con las distribuidoras de la zona centro-sur del sistema, que significó ingresos de energía y potencia por US\$402 millones.

En lo que respecta al volumen de energía, durante la primera parte del año se registraron menores ventas a clientes libres, debido al invierno altiplánico y a la paralización de algunas fundiciones para realizar trabajos que permitieran cumplir con la normativa ambiental de captura de gases emitidos en sus procesos industriales.

Se observó una disminución de demanda de clientes como Chuquicamata y El Abra, que comenzó a recuperarse en el segundo trimestre, aunque dicha recuperación se vio mermada por la huelga de Chuquicamata (Codelco) en junio.

En tanto, en la segunda mitad del año hubo una recuperación en la demanda de Chuquicamata, El Abra y Zaldívar.



La venta de energía a clientes regulados mostró un incremento asociado a la mayor demanda contratada bajo el contrato con distribuidoras que comenzó en enero 2018. La demanda de energía bajo este contrato fue de 3.141 GWh en 2019, un aumento de 90% respecto de los 1.646 GWh del año 2018.

En términos físicos, las ventas al mercado spot no muestran una variación significativa. En la partida de ventas al mercado spot se incluyen, además, los pagos por las reliquidaciones anuales de potencia y mensuales de energía efectuadas según el CDEC.

El ítem ventas de gas tuvo una menor contribución respecto del periodo anterior en que se registraron exportaciones de gas a Argentina.

Por su parte, los otros ingresos operacionales están compuestos por peajes de transmisión y partidas de servicios varios (portuarios, de mantención, etc.). Esta partida incluye un ingreso de US\$74,9 millones antes de impuesto en el segundo trimestre

correspondiente a pagos contemplados en el contrato de construcción con el contratista principal de IEM para compensar a ENGIE Energía Chile por los menores pagos por potencia y los mayores costos asociados al retraso en la puesta en marcha de la central.

COSTOS OPERACIONALES

La generación bruta de electricidad aumentó un 4% con respecto al año anterior, por la mayor contribución de la generación a gas y renovables. En cuanto al mix de generación, hubo una mayor contribución de la generación a gas, por su mayor flexibilidad para enfrentar la intermitencia de la generación renovable, así como también de la generación solar, debido a la compra de Los Loros y Andacollo. La generación con carbón, en tanto, disminuyó su participación.

En el año 2019, el ítem de costo de combustibles registró una caída de 9%, disminuyendo US\$30 millones, debido a los menores precios de combustibles.

El ítem costo de compras de energía y potencia en el mercado spot aumentó en US\$91,8 millones (30%) con respecto al año anterior, fundamentalmente por los mayores volúmenes de energía comprada, compensados en parte por menores precios medios producto de la interconexión total de los sistemas y de la operación de centrales a gas en modo inflexible. El mayor volumen de compras se explica por razones de despacho, así como por la necesidad de satisfacer el incremento de demanda del contrato con las distribuidoras de la zona centro-sur del SEN.

El 31 de mayo entró en operaciones el último tramo de la línea Cardones-Polpaico de INTERCHILE, así como también se inició la operación comercial de Infraestructura Energética Mejillones el 16 de mayo de 2019.

Durante 2019, el contrato con las compañías distribuidoras de la zona centro-sur del SEN se suministró con contratos de respaldo (500 GWh) y con compras al mercado spot (2.641 GWh). Ambos tipos de compra están incluidos en la misma partida contable.

El mayor costo de depreciación en este semestre se debió al efecto neto de la incorporación de IEM y a la baja de las unidades U12/U13 que se desconectaron del sistema el 7 de junio de 2019.

El ítem de otros costos directos de la operación incluye, entre otros, peajes de transmisión, remuneración de personal en planta, costos de operación y mantención, primas de seguros y costos de ventas de combustibles. Este ítem fue más alto por el mayor costo de servicios de terceros (mantenciones).

Los gastos de administración y ventas (excluyendo su depreciación) se mantuvieron similares a periodos anteriores a pesar de la variación del peso chileno.

Los otros ingresos/costos de la operación están constituidos por venta de agua, recuperaciones, provisiones e ingresos varios, que presentan un bajo orden de magnitud. En esta partida se incluye el reconocimiento de la participación en la utilidad neta reportada por TEN S.A., que fue de US\$7,3 millones en 2019.

RESULTADO OPERACIONAL

El EBITDA de 2019 alcanzó los US\$535 millones, con un aumento de 42% en comparación con el año anterior, producto de un mayor margen eléctrico reportado por la compañía en este periodo y por las compensaciones pagadas por el contratista del proyecto IEM.

RESULTADOS FINANCIEROS

Los ingresos financieros registraron una leve disminución debido al menor nivel de saldos promedio de efectivo. El incremento en gastos financieros se debió a que se dejaron de activar intereses en el proyecto IEM dado su inicio de operación comercial en mayo de 2019.

La diferencia de cambio alcanzó una pérdida de US\$3 millones en 2019, lo que se compara con una pérdida de cambio de US\$2,3 millones en 2018, producto de la mayor volatilidad del tipo de cambio con tendencia a la depreciación del peso chileno.

En 2019, los otros ingresos no operacionales netos registraron una pérdida de US\$180,6 millones, principalmente debido al reconocimiento del deterioro económico de activos (asset impairment) de las unidades U14 y U15 de Tocopilla, cuyo futuro cierre



fue anunciado en junio pasado, y de las unidades CTM1 y CTM2 de Mejillones, cuyo futuro cierre fue anunciado en el marco de la COP 25 en diciembre.

El monto del deterioro económico fue de US\$87,4 millones con un impacto neto de impuesto de US\$63,8 millones sobre la utilidad del ejercicio para U14 y U15 y de US\$95,5 millones con un impacto neto de impuesto de US\$70 millones sobre la utilidad del ejercicio para CTM1 y CTM2.

Esta pérdida fue contrarrestada en parte por US\$2,1 millones en compensaciones de seguros por siniestros ocurridos en nuestros ciclos combinados. En 2018, esta partida registró una pérdida de US\$79,2 millones, principalmente debido al reconocimiento del deterioro en el valor económico de las unidades U12 y U13 de Tocopilla, cuyo cierre se anunció a mediados de 2018 y que finalmente se materializó en junio de 2019. El deterioro fue de US\$71 millones, con un impacto neto de impuestos de US\$51,8 millones sobre la utilidad del ejercicio.

En 2018, el impacto por deterioro en el valor de activos fue parcialmente contrarrestado por US\$4,9 millones en recuperaciones de seguros relacionados a siniestros en los ciclos combinados U16 y CTM3 y en la planta solar El Águila.

GANANCIA NETA

Cabe recordar que la tasa de cálculo del impuesto a la renta para 2019 es de 27% al igual que en 2018.

El resultado neto después de impuestos registró una ganancia de US\$111 millones, representando un aumento de 8% respecto de 2018. Como se explicó anteriormente, el deterioro del valor económico de las unidades U14, U15, CTM1 y CTM2 por un valor superior al del deterioro en el valor económico de las unidades U12 y U13 afectó negativamente el resultado en este periodo; sin embargo, la compensación pagada por contratista de IEM, con un impacto de US\$54,7 millones después de impuestos, y el mejor resultado por las mayores ventas a compañías distribuidoras afectaron de manera positiva el resultado operacional del año 2019.

LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Al 31 de diciembre de 2019, contamos con recursos en efectivo por US\$239,1 millones en forma consolidada, mientras la deuda financiera total nominal llegaba a los US\$830 millones, de los cuales US\$80 millones tenían vencimientos menores a un año.

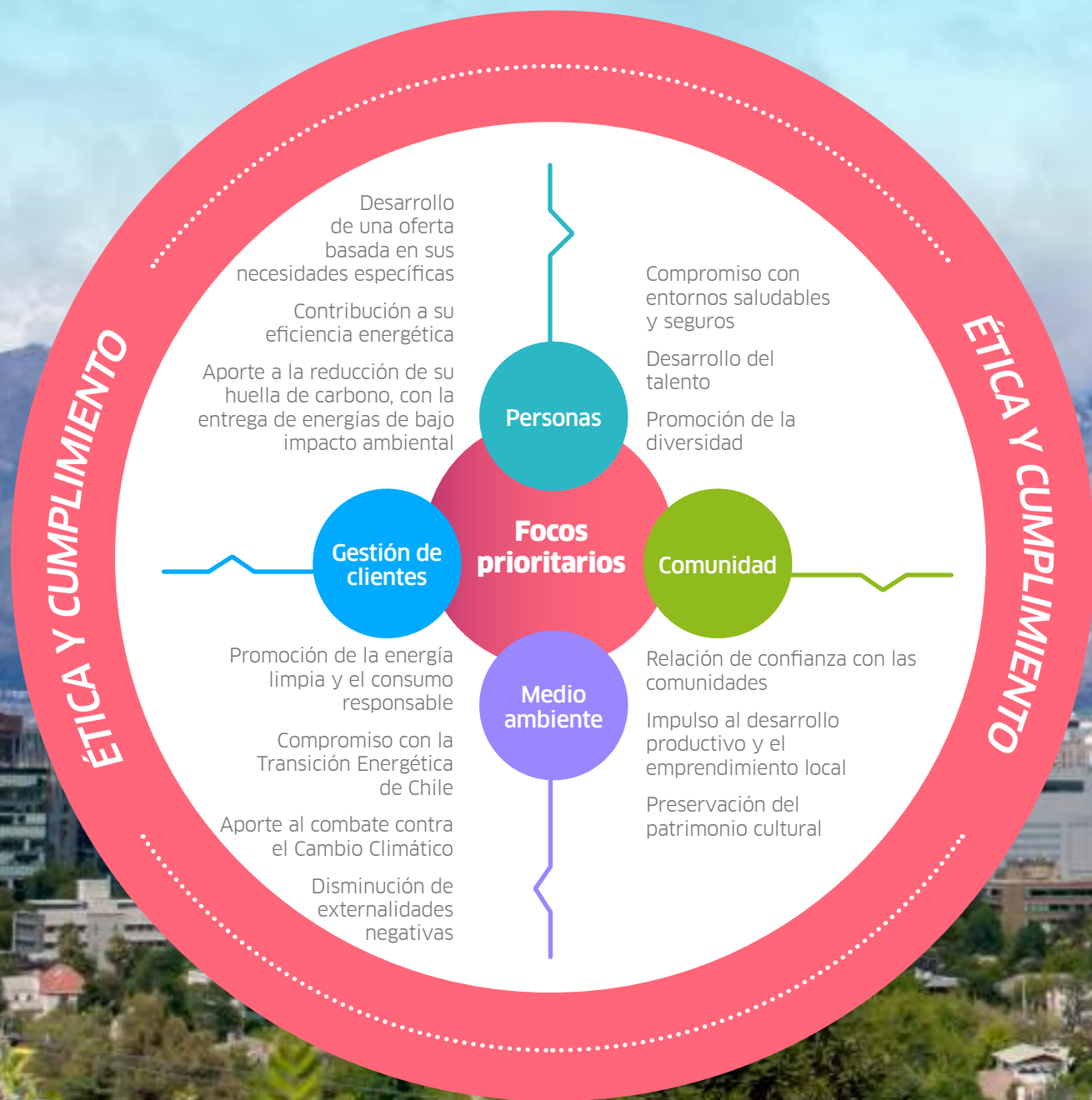
Sostenibilidad CRECER EN ARMONÍA

ENGIE



Nuestro modelo de gestión responsable se enmarca en la estrategia corporativa **y está alineado con los principales desafíos globales y locales en sostenibilidad.**

Modelo de Sostenibilidad





En ENGIE Energía Chile gestionamos la sostenibilidad a partir de un modelo alineado con nuestra estrategia corporativa, cuyo objetivo es crecer en armonía, generando el menor impacto posible al entorno y aportando valor a nuestros grupos de interés.

Nuestro modelo de sostenibilidad se sustenta en cuatro ejes de acción prioritarios -desarrollo de las personas, relación de mutuo beneficio con la comunidad, cuidado del medio ambiente y gestión integral de los clientes-, y en un enfoque de gestión ética y cumplimiento legal en sintonía con los mejores estándares internacionales.

La gestión de estos temas considera sistemas de monitoreo y metas incorporadas en nuestro Balanced Scorecard para promover a nivel organizacional un actuar coherente con nuestro compromiso con un crecimiento responsable.

Este modelo también nos permite gestionar proactivamente potenciales riesgos económicos, sociales y ambientales de nuestra operación.

GESTIÓN DE LA SOSTENIBILIDAD EN UN ENTORNO CAMBIANTE

En 2019, nuestros principales focos de acción se centraron tanto en la gestión de los aspectos sociales como en los eventuales riesgos que involucra nuestro programa de descarbonización.

También robustecimos nuestra gestión territorial y de permisos para abordar las nuevas zonas del país en donde se emplazarán los proyectos de energías renovables de ENGIE.

Adicionalmente, fortalecimos nuestro plan de relacionamiento con los grupos de interés, dando continuidad al trabajo que comenzamos en 2018.

Otro aspecto relevante fue la creación de un nuevo indicador socioambiental que fue integrado a nuestro Balanced Scorecard, reforzando la relevancia que tienen estos aspectos para la compañía.

Socialización del plan de descarbonización con los grupos de interés: Este trabajo consideró un intenso despliegue de encuentros con líderes de los distintos sectores públicos y privados a quienes les entregamos información sobre este programa.

En este proceso surgieron propuestas como identificar el impacto del cierre de las unidades en los colaboradores de empresas contratistas. Con ese objetivo encargamos un estudio de caracterización laboral al Observatorio Laboral de la Universidad Católica del Norte dirigido a nuestros trabajadores en Tocopilla y a los contratistas que se desempeñan en nuestras operaciones. Esta investigación abarcó diversos aspectos referidos a la empleabilidad en el mediano y largo plazo,

como la disposición de estos grupos a adaptarse a las nuevas condiciones de trabajo que se producirán en la zona.

Los resultados también fueron entregados a las autoridades de Tocopilla para que sirvan como insumo de los planes de reconversión laboral que se pueden levantar en la localidad.

APRENDIZAJES DEL ESTALLIDO SOCIAL

A propósito del estallido social que comenzó en octubre, generamos una reflexión interna en la que convocamos a los diversos estamentos de la organización con el propósito de identificar aquellos aspectos en los que podíamos mejorar. La información que obtuvimos será el insumo principal para impulsar una renovada agenda de temas en el ámbito social.

Gestión territorial: La incorporación de 1 GW en proyectos de energías renovables implica desafíos tanto en la tramitación de los permisos para operar como en el establecimiento de relaciones con las comunidades en zonas donde no estamos presentes.

Con ese foco, en 2019 impulsamos las siguientes acciones:

- Reforzamos la Gerencia de Sostenibilidad y Permisos, que es la encargada de la gestión territorial, con nuevos equipos.
- Realizamos participación ciudadana temprana en todos nuestros proyectos.

En 2019 organizamos el primer encuentro de dirigentes sociales de la zona sur.



- Iniciamos una nueva metodología para buscar terrenos en donde instalar futuros proyectos.
- Los nueve proyectos renovables tramitados en el año obtuvieron su Resolución de Calificación Ambiental (RCA).

Modelo relacionamiento con stakeholders: Avanzamos en nuestro plan de relacionamiento que iniciamos en 2018. En 2019 designamos 11 stakeholders managers, cuyas tareas son:

- Ser interlocutor principal con su grupo de interés dentro de la compañía, respondiendo a sus requerimientos y liderando los contactos que otras áreas de la empresa impulsen con este stakeholder.
- Generar planes de relacionamiento y registrar todas estas comunicaciones.
- Rendir cuenta en forma periódica de los temas sensibles identificados en el marco de esta relación.
- Convertir a estos grupos de interés críticos en aliados de la compañía.

Para 2020, el desafío es consolidar la información que logramos a través de la labor de los stakeholders manager, incorporando procesos que guíen su gestión.

Incorporación de un nuevo KPI: En 2019, a nivel compañía reestructuramos los KPI de nuestro Balanced Scorecard para centrarnos en los temas prioritarios. En materia de sostenibilidad creamos un Indicador Socio-Ambiental que mide la gestión de aquellos incidentes no deseados que, independientemente de si generan daño ambiental, sí pueden provocar una conmoción social con efecto en la reputación de la compañía.

Dicho indicador considera la contención operativa del evento y la gestión oportuna con los stakeholders. Tal como sucede con los otros KPI corporativos, este indicador también está indexado al bono anual de desempeño de todos los colaboradores. Al cierre de 2019, su cumplimiento alcanzaba el 100%.

Grupos de interés

En ENGIE Energía, la relación con los grupos de interés es un aspecto material para el desarrollo del negocio. Nuestra vinculación con los stakeholders está fundada en una comunicación permanente, de confianza mutua y desarrollo recíproco.

Nuestro plan de relacionamiento con stakeholders se enmarca en el proceso

de Transición Energética y tiene como prioridades la reconversión económica de las localidades en donde cerraremos plantas a carbón y la búsqueda de nuevos proyectos 100% renovables, para garantizar su plena viabilidad social y ambiental.



Stakeholders Internos



Stakeholders de la Sociedad

Grupo de interés

Canales de comunicación

Colaboradores

Sindicatos

Comités Paritarios

Comunidades

ONG

Gremios

Intranet
Newsletter
Encuesta ENGIE&Me
Gestión del Desempeño
Programas de Capacitación y Liderazgo
Campañas Internas
Jornada para las Líderes

Procesos de Negociación Colectiva
Reuniones Mensuales

Reuniones de Trabajo
Paneles
Encuentros Anuales
Procesos de Certificación

Mesas de Trabajo
Gestores Territoriales
Stakeholders Manager
Memoria Integrada Anual

Gestores territoriales
Stakeholders manager
Memoria Integrada Anual

Participación en Comités
Mesas de Trabajo
Memoria Integrada Anual



Stakeholders de la Autoridad



Stakeholders Financieros



Negocio

Local	Nacional	Accionistas	Analistas	Bonistas	Bancos	Clientes	Proveedores	Socios Industriales
Mesas de Trabajo	Conductos Formales	Presentación presencial de los resultados del trimestre				Newsletter	Nuevo Portal de Proveedores	Alianzas
Stakeholders Manager	Stakeholders Manager	Junta de Accionistas				Charlas 360°		Acuerdos
		Web Corporativa				Sitio Web Corporativo	Contacto Interno	
Memoria Integrada Anual	Memoria Integrada Anual	Conferences Call				Memoria Integrada Anual	Reuniones Mensuales con Proveedores Críticos	
		Investor Relations Officer						
		Memoria Integrada Anual				Nuevo Portal Clientes	Memoria Integrada Anual	
		Informes Periódicos al Mercado						

Avances en sostenibilidad

Los ámbitos de gestión de nuestro modelo de sostenibilidad están alineados con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la ONU*. **Específicamente, a través de nuestra gestión contribuimos con nueve de estos desafíos globales:**

Ámbitos de gestión asociados	Gestión ambiental	Seguridad y salud ocupacional
Avances 2019	↓ 14% reducción de Huella de Carbono. 53% disminución de ton de MP. 34% y 43% menos de emisiones NOx y SOx, respectivamente. 7,4% de reducción del consumo energético. Inicio de plan de inversiones en energías renovables. Acuerdo con el Gobierno para el retiro de centrales a carbón. Reemplazo al 2024 de 800 MW de generación a carbón por 417 MW de renovables.	↓ Entre 2018 y 2019 bajamos de 15 a 5 el número de Hipos. Creamos el Comité de Conducta, para fortalecer el seguimiento de los indicadores. Cero fatalidad en 2019.
ODS	    	 

1. Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), también conocidos como Objetivos Mundiales, forman parte de la agenda definida por la Organización de Naciones Unidas para resolver al año 2030 los principales problemas sociales, económicos y ambientales que afectan a la humanidad. Ver más en <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>

Desarrollo de proveedores y contratistas	Relación con la comunidad	Empleabilidad y planes de reconversión	Cultura y desarrollo	Capacitación y desempeño
↓ Nuevo portal de compras. Integración de los proveedores locales. 15 días de plazo para pagar las facturas de las pymes 16 empresas proveedoras fueron capacitadas en ética y cumplimiento	↓ Ampliación del modelo de relacionamiento a comunas en donde emplazaremos los nuevos proyectos renovables.	↓ Mesa de Descarbonización con sindicatos. Planes de empleabilidad y reconversión para trabajadores de unidades térmicas que serán desconectadas. Estudio para identificar posibilidades laborales de trabajadores propios y contratistas de unidades de Tocopilla que serán desconectadas. 81% de participación en encuesta ENGIE&me. Planes en ejes cliente, seguridad y liderazgo elaborados a partir de esta encuesta. 40 horas promedio de capacitación. Nuevo modelo de liderazgo.		
	 	 		

Valor Generado y Distribuido

En 2019, en ENGIE Energía Chile creamos valor económico directo por **US\$ 1.464 millones**. Esta cifra es un 13,5% superior a los **US\$ 1.289 millones** registrados en 2018. Del total de valor económico que generamos durante el último período distribuimos **US\$ 1.130 millones** entre nuestros principales grupos de interés, un 9,5% más que en 2018.

La diferencia restante, de **US\$ 334 millones**, correspondió a nuestro valor retenido.

VALOR ECONÓMICO GENERADO

us\$ 1.464 millones

us\$ 1.454 millones

Ventas y otros ingresos por explotación

us\$ 5,2 millones

Ingresos financieros

us\$ 4,6 millones

Resultado de enajenaciones inmovilizado y otros resultados

(1) Salarios y prestaciones, excepto capacitación.

(2) Pago materias primas, componentes de productos, instalaciones y servicios adquiridos, arriendo de propiedades, tasas de licencias, pagos de facilitación, regalías subcontratación de trabajadores, costos de capacitación de los empleados o equipos de protección para empleados.

(3) Tributos devengados en el ejercicio y recogidos como gasto en los estados consolidados del Grupo, incluyendo el Impuesto sobre Sociedades y los Impuestos Especiales.

(4) Dividendos a accionistas y pagos de interés a proveedores de interés.

(5) Planes sociales desarrollados en el marco de la gestión territorial.

VALOR ECONÓMICO DISTRIBUIDO

US\$ 1.130 millones



Colaboradores ⁽¹⁾

US\$ 20 millones



Gastos Operativos ⁽²⁾

US\$ 910 millones



Accionistas y
Financistas ⁽⁴⁾

US\$ 156 millones



Estado ⁽³⁾

US\$ 43 millones



Comunidad ⁽⁵⁾

US\$ 593 mil

VALOR ECONÓMICO RETENIDO

US\$ 334
millones

Temas relevantes



Nuestra gestión sostenible se concentra en los temas que los grupos de interés consideran más relevantes. **Todas estas dimensiones las abordamos con diálogo continuo y una mirada de valor compartido.**

Alcance

Esta Memoria Integrada es la cuarta que publicamos como ENGIE Energía Chile de forma consecutiva desde 2016. En sus contenidos resumimos nuestro desempeño económico, social y ambiental del año 2019.

Este informe contiene la Memoria Anual y nuestros Estados Financieros del ejercicio, y responde a los requerimientos de la Norma de Carácter General N° 30.

Está elaborado, además, de conformidad con la opción Esencial de los Estándares GRI.

La información que considera cubre la gestión de todas nuestras operaciones de generación, transmisión, gas y puertos, y la levantamos con la asesoría de nuestras áreas especializadas a partir de las mismas técnicas de medición que usamos en el informe anterior.

En algunos de sus capítulos, incluimos, además de indicadores de 2019, cifras de períodos anteriores, con el fin de entregar a los lectores una visión más integral de la evolución de la compañía.

Para conocer más sobre nuestra gestión sustentable, pueden visitar el sitio www.engie-energia.cl.

Las consultas y sugerencias sobre los contenidos de desempeño social y ambiental de esta memoria se deben enviar al gerente de Sostenibilidad y Permisos, Matías Bernales, al correo matias.bernales@engie.com.

Para los temas de índole financiero, el contacto es Marcela Muñoz Lagos (marcela.munoz@cl.engie.com).



APLICACIÓN DE LOS PRINCIPIOS DE LOS ESTÁNDARES GRI

En este Reporte, abordamos los principios de los Estándares GRI en los siguientes términos:

PRINCIPIOS PARA LA ELABORACIÓN DE ESTE INFORME

- **Participación de los grupos de interés:** Para la priorización de los contenidos, consideramos los resultados de una encuesta de materialidad que desarrollamos al inicio del proceso de elaboración y en la que participaron 90 colaboradores. También tuvimos en cuenta la visión de nuestros principales ejecutivos, las políticas internas, los lineamientos de programas globales en sostenibilidad, como los ODS, y la agenda de transición energética del país.
- **Contexto de sostenibilidad:** Este informe recoge los principales temas sociales, ambientales y económicos asociados a nuestras actividades, así como los grandes consensos globales en materia energética.
- **Materialidad:** En este informe nos centramos en los temas relevantes que surgieron en el proceso de materialidad y en nuestras entrevistas internas.
- **Exhaustividad:** La información que contiene este informe fue validada por las distintas áreas y fuentes internas. El inventario de emisiones GEI y la huella del agua, por su parte, fueron verificados por una consultora externa.

PRINCIPIOS PARA GARANTIZAR LA CALIDAD DE LA INFORMACIÓN DIVULGADA

- **Precisión:** Esta Memoria Integrada busca aportar todos los antecedentes que requieren los stakeholders para formarse una visión adecuada de la gestión corporativa.
- **Equilibrio:** En esta Memoria damos cuenta tanto de nuestros avances como de las brechas y desafíos corporativos.
- **Claridad:** Para la elaboración de este documento, se buscó desarrollar un lenguaje claro y preciso, que permitiera la comprensión de todos los textos.
- **Comparabilidad:** La información de 2019 la complementamos con indicadores de años anteriores, para entregar una visión global de nuestro desempeño.
- **Fiabilidad:** El inventario de emisiones GEI y la huella del agua fueron verificados por una consultora externa. El resto de los contenidos fue validado por las respectivas áreas.
- **Periodicidad:** Publicamos nuestras Memorias Integradas con una frecuencia anual.

Materialidad

Para responder a través de esta Memoria Integrada a los requerimientos de información y prioridades de nuestros grupos de interés, desarrollamos un proceso de materialidad que contempló las siguientes acciones:

PARA LA IDENTIFICACIÓN DE LOS ASUNTOS MATERIALES:

- Efectuamos una Encuesta de Materialidad, en la que participaron 90 colaboradores.

En esta consulta, los encuestados seleccionaron dos temas por cada una de las dimensiones de trabajo que contempla el modelo de sostenibilidad de ENGIE Energía Chile, lo que permitió establecer una categorización detallada de los aspectos del desempeño corporativo que consideran más relevantes.

- Realizamos una ronda de entrevistas a 24 ejecutivos para conocer las prioridades de cada área y sus aportes desde la perspectiva de la sostenibilidad.
- Se revisaron las políticas, códigos y marcos internos de ENGIE Energía Chile, así como los principales lineamientos de la Estrategia Corporativa y el Plan de Desarrollo definido por la matriz para avanzar en la Transición Energética bajo el concepto Progreso en Armonía.

• Se consideraron como referencia:

- A.** Los estándares contemplados por el Global Reporting Initiative (GRI) Standards, para la elaboración de reportes de sostenibilidad.
- B.** Las iniciativas de organizaciones y centros especializados en temas de sostenibilidad.



- C.** Los compromisos contemplados en la Ruta Energética de Chile.
- D.** Las dimensiones consideradas en el Dow Jones Sustainability Index Chile para la toma de decisiones de analistas e inversionistas, a modo de referencia.

- E.** Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas.

A partir de este proceso, identificamos los siguientes 29 temas materiales como prioritarios para los grupos de interés y nuestro entorno de sostenibilidad:

GOBIERNO CORPORATIVO Y SOSTENIBILIDAD	DESARROLLO ECONÓMICO Y PLAN DE DESCARBONIZACIÓN	DESARROLLO DE PERSONAS	COMUNIDAD Y PROVEEDORES	DESEMPEÑO AMBIENTAL
Avances, compromisos y metas en sostenibilidad	Estrategia de Transición Carbono Cero y Proceso de Descarbonización	Capacitación, desempeño, desarrollo y liderazgo	Estrategia de relaciones con la comunidad	Eficiencia energética
Modelo de sostenibilidad	Avance y consolidación de nuevas operaciones y proyectos	Compensaciones, beneficios, conciliación y calidad de vida	Apoyo a emprendimientos locales	Gestión de las emisiones y Huella de Carbono
Ética, cumplimiento y prevención de delitos	Desempeño económico 2019 por unidades de negocio	Plan de reconversión para colaboradores de plantas en proceso de cierre	Control del cumplimiento laboral de los contratistas	Programas para la gestión y reutilización de residuos
Funcionamiento del Gobierno Corporativo	Avances en innovación y digitalización	Equidad de género y brecha salarial	Programas de inversión social	Cumplimiento ambiental
	Estrategia de clientes y nuevos contratos	Salud y Seguridad	Traspaso de buenas prácticas a proveedores	Sistema y certificaciones de gestión ambiental
	Estudios para medir la satisfacción de clientes		Política de pago a proveedores	
			Alianzas público-privadas para el desarrollo local	
			Mesas de trabajo y fondos concursables	
			Modelo de relación con los pueblos originarios	

Posteriormente, estas dimensiones las cruzamos con las prioridades estratégicas de la compañía, lo que nos permitió establecer la siguiente Matriz de Materialidad:





Transición Energética: **Empleabilidad y Reconversión**

Enfoque de Gestión

La operación de energías renovables requiere para su funcionamiento un número inferior de trabajadores en comparación con las unidades de generación térmica. En el marco del cierre de nuestras unidades de carbón en Tocopilla, conformamos este año una mesa de trabajo junto con los sindicatos para buscar las herramientas que nos permitan fortalecer, entre otros aspectos, la empleabilidad y la reconversión, a través de un plan de transición que responda a este desafío.

Durante 2019, continuamos trabajando en los impactos de la Transición Energética en las personas.

El futuro cierre de las unidades de generación a base de carbón, específicamente el de las centrales 14 y 15 de Tocopilla, y el reemplazo de esa capacidad de generación por energías renovables nos demandó implementar planes de acción para responder adecuadamente a este nuevo escenario, en donde la generación basada en energías renovables requiere menos personal para su operación.

Entre las iniciativas desarrolladas, se destacan:

1. Capacitar en oficios y competencias complementarias a los trabajadores para aumentar sus capacidades técnicas y ampliar sus posibilidades de empleo.
2. Fomentar la movilidad interna geográfica y funcional.

En esa línea, realizamos las siguientes actividades:

- Establecimos un equipo de trabajo interárea entre las gerencias corporativas de Operaciones y de Recursos Humanos.
- Creamos un Comité de Transición Energética con los sindicatos del sitio de Tocopilla.

La primera acción fue establecer una línea de trabajo participativa con los sindicatos que recogiera el interés de los trabajadores. Realizamos una encuesta de empleabilidad, que nos permitió focalizarnos en las áreas de interés para el desarrollo de las capacidades técnicas de las personas.

- Elaboramos un Plan de Capacitación.
- Ejecutamos las acciones de capacitación del año.



140 colaboradores de las unidades de generación de Tocopilla se capacitaron en 2019, ya sea para desempeñar nuevas funciones en la compañía o iniciar su propio emprendimiento.

En materia de reconversión hubo, además, dos iniciativas a destacar, debido a su profundidad:

1. La alternativa escogida por el personal femenino de Tocopilla, un grupo de 8 mujeres que optó por estudiar la carrera de Técnico Superior en Administración, cuya duración es de 2 años.

2. El fomento al emprendimiento, ya que como parte de este programa de empleabilidad incorporamos un curso para emprendedores, que comenzó a realizarse en diciembre de 2019. La idea es formar pequeños empresarios que en el futuro puedan constituirse como prestadores de servicio o bien desempeñarse en otras actividades empresariales que la comunidad requiera.

PLANES DE RETIRO

Como una manera de facilitar la adaptación al momento laboral en Tocopilla, en julio se lanzó un plan de retiro a todo evento –para colaboradores de cualquier edad-, cuyo objetivo fue facilitar la salida de quien esté en condiciones de tomar otro trabajo o que quiera emprender.

Paralelamente, en Mejillones se inició un proceso similar, que estableció como condición que las plazas abiertas por quienes opten por este plan de retiro las ocupen colaboradores provenientes de Tocopilla. En esta planta, 10 personas se acogieron al plan, creando estos nuevos espacios.

En Tocopilla, además, se ofreció un plan de retiro anticipado para personas de más de 60 años, el cual se extendió entre noviembre de 2019 y enero de 2020.

FORMACIÓN

Técnico Nivel Superior (TNS)

Operadores de Plantas de Agua (Primera versión)

Montaje y Mantenimiento Paneles Fotovoltaicos

O&M de Planta de Agua - Osmosis Inversa

Formación de Inspectores Técnicos de Proyectos (Teoría)

Mantenimiento de Aerogeneradores

Certificación de Rigger y Puentes Grúa

Formación de Inspectores Técnicos Operacionales

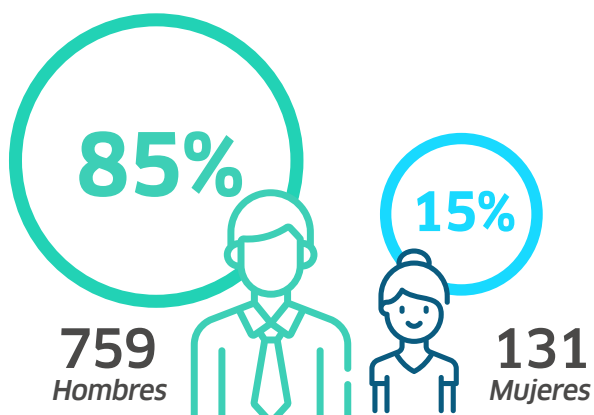
Operadores de Ciclos Combinados

Operadores de Plantas de Agua (Segunda Versión)

Mecánicos de Turbinas a GAS Unidad 16

Nuestra dotación en cifras

890 colaboradores en total (*)



*Esta cifra incluye la dotación con contrato a plazo indefinido de ENGIE Energía Chile y TEN S.A.

Número de personas por tipo de contrato

Trabajadores permanentes



Trabajadores temporales



Trabajadores en jornada completa

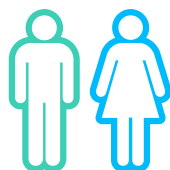
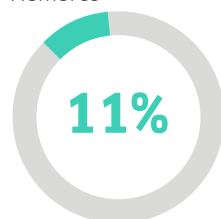


Trabajadores en media jornada

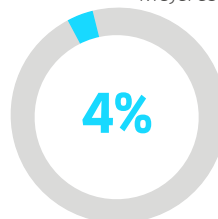


Porcentaje de rotación anual por género 2019

Hombres



Mujeres



Cultura y Desarrollo

En materia de cultura, durante 2019, enfocamos nuestro trabajo en las áreas de liderazgo, seguridad y clientes.

Enfoque de Gestión

Seguimos evolucionando para responder a los desafíos que nos plantea la transición al cero carbono, conformando a través de nuestros colaboradores una comunidad de creadores imaginativos, unidos por el propósito de contribuir positivamente a un progreso con armonía.

Promovemos comportamientos claves que nos permiten tener una identidad compartida entre todos los equipos de ENGIE, que nos inspiran y nos hacen ser parte de una cultura caracterizada por ser:

Abiertos: Trabajamos con fuerza colectiva.

Audaces: Nos atrevemos a hacerlo.

Exigentes: Damos siempre lo mejor.

Empáticos: Respetamos, cuidamos y confiamos.

La adopción de estos cuatro aspectos requiere entregarles a nuestros trabajadores competencias y conocimientos concretos, lo que hacemos a través de programas específicos. También contamos con herramientas para monitorear los avances y aspectos que se necesitan reforzar.





CULTURA ALINEADA CON LA ESTRATEGIA DE LA COMPAÑÍA

Durante 2019, enfocamos la gestión de nuestra cultura interna hacia tres aspectos que son claves para la estrategia de desarrollo de la compañía:

- A.** Poner al cliente en el centro de su quehacer.
- B.** Fortalecer que en cada momento de nuestro quehacer el “Comportamiento Seguro” sea parte de nuestra responsabilidad en el autocuidado y en el de nuestros equipos.
- C.** Promover un liderazgo capaz de conducir los cambios que conlleva la transición al cero carbono.

La decisión de trabajar en estos tres aspectos surge de los resultados de la encuesta de cultura “ENGIE&me”, que

**El 81% de los
colaboradores
participó en la
encuesta ENGIE&me,
que permite
identificar los
aspectos culturales
que debemos reforzar.**

permite evaluar los avances e identificar aquellos aspectos específicos de la cultura interna que se requieren reforzar. En 2019, la participación en esta encuesta se elevó al 81% de la dotación, muy superior al 54% de 2018.

En 2019 preparamos a los equipos para adoptar un nuevo modelo de gestión comercial.

Para avanzar en estas líneas se establecieron los siguientes focos:

1. CLIENTES

Este año se trabajó en varias dimensiones relevantes para avanzar en nuestro objetivo de que el cliente esté en el centro de nuestra actividad.

- **Modelo de gestión comercial:** Un hito importante de 2019 fue la implementación del modelo de gestión comercial, cuyo objetivo es llegar al cliente de manera más eficiente y coordinada. Esto involucró incorporar nuevas formas de trabajo e interacción entre los distintos equipos y áreas, así como también capacitaciones y sesiones de trabajo para fortalecer nuestras competencias y capacidades en el relacionamiento con clientes.
- **Comunicación y sensibilización:** Acciones orientadas a mantener informados a nuestros colaboradores sobre la cartera de servicios, logros y nuevos contratos.
- **Feedback de clientes:** Iniciamos un programa de trabajo para que nuestros colaboradores conozcan los desafíos y la realidad que viven nuestros clientes.



- **Reuniones de trabajo con las jefaturas:** Realizamos sesiones especiales para dialogar sobre nuestro desafío en la transición al cero carbono, avanzando hacia los servicios y las soluciones. El objetivo fue entender en profundidad las necesidades y desafíos de nuestros principales clientes, lo que permitió identificar cómo podemos aportar desde nuestro quehacer, y en el día a día, para liderar con el ejemplo nuestra estrategia.

2. COMPORTAMIENTO SEGURO

Se diseñó e implementó un plan de comportamiento seguro, el cual ha sido liderado por un equipo de 17 colaboradores de distintas áreas de la compañía. El plan se diseñó para impactar en distintos niveles de la



30 colaboradores fueron reconocidos por el Plan Comportamiento Seguro.

organización (estratégico, táctico, operativo e individual) y está basado en 4 pilares (Liderazgo, Excelencia Operacional, Aprendizaje y Ritos). El objetivo de esta iniciativa fue promover en los colaboradores comportamientos esperados.

Durante el año, fueron reconocidos 30 colaboradores por su contribución para seguir desarrollando una actitud permanente, coordinada y proactiva en el autocuidado y en el de nuestros equipos.

3. LIDERAZGO

El liderazgo está en el corazón de nuestro proceso de transformación.

Por esta razón, adoptamos el nuevo modelo lanzado por el grupo, “Leadership Way”, el cual integra nuestros cuatro comportamientos: audaz, empático, abierto y exigente.

El programa otorga especial relevancia al comportamiento de quienes están a cargo de equipos. No sólo considera el qué -es decir, los objetivos que se definen-, sino que integra como segunda variable el cómo se logran los objetivos, lo que incluye, por ejemplo, el trabajo en equipo.

En el caso de los líderes, y en sintonía con esos cuatro comportamientos, “Leadership Way” incorpora 5 objetivos que definen cómo actúa cada persona con gente a cargo diariamente.

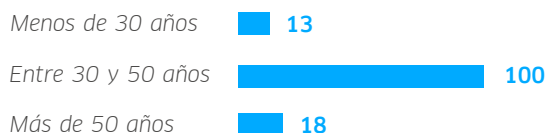
MUJER

Nuestras Gerentas Corporativas participaron en julio de una jornada colaborativa para la revisión del programa Energía + Mujer impulsado por el Ministerio de Energía.

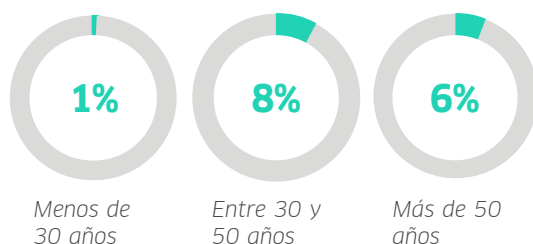
Este encuentro fue el primer paso para comenzar a trabajar en pro de una mayor participación e inserción laboral de las mujeres en el sector de energía.

Diversidad en cifras

Dotación de mujeres por edad



Rotación de mujeres por edad



Salario promedio por género (*)



\$2.574.581

Salario promedio mujeres

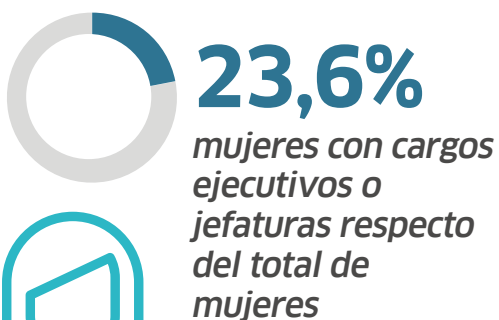
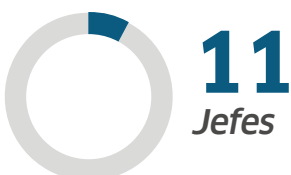
(*) Promedio simple



\$2.433.926

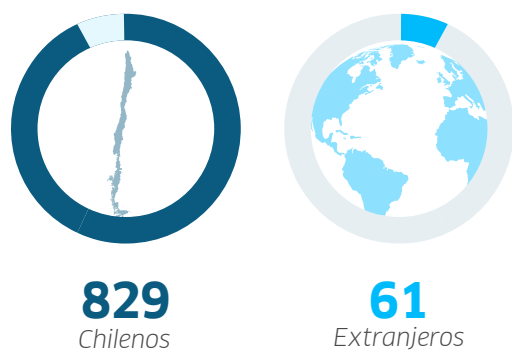
Salario promedio hombres

Mujeres en cargos ejecutivos y jefaturas

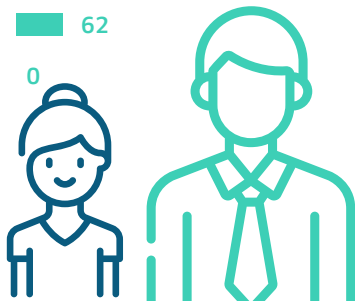
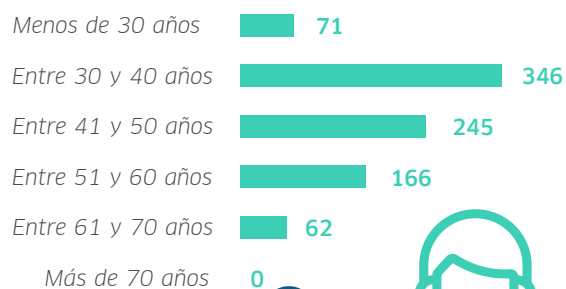


(*) Porcentaje sobre el total de la dotación de mujeres

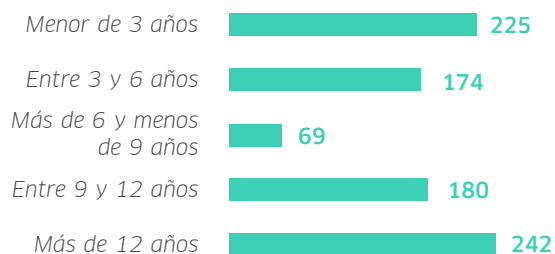
Colaboradores por nacionalidad



Número de personas por rango de edad



Número de personas por antigüedad



Brecha salarial por cargo (contrato indefinido) (*)

Ejecutivos



Profesionales nivel táctico



Operarios y Administrativos



(*) La brecha salarial se calcula dividiendo el sueldo base bruto promedio de todas las colaboradoras de un determinado grupo, por el sueldo base bruto promedio de todos los colaboradores de dicho grupo. Si los sueldos base promedio son iguales para mujeres y para hombres, el porcentaje es igual al 100%. Al cierre de 2019, en los cargos ejecutivos no existe brecha; en los cargos de profesionales la brecha es de 5,8% y en operarios y administrativos alcanza a un 5%.

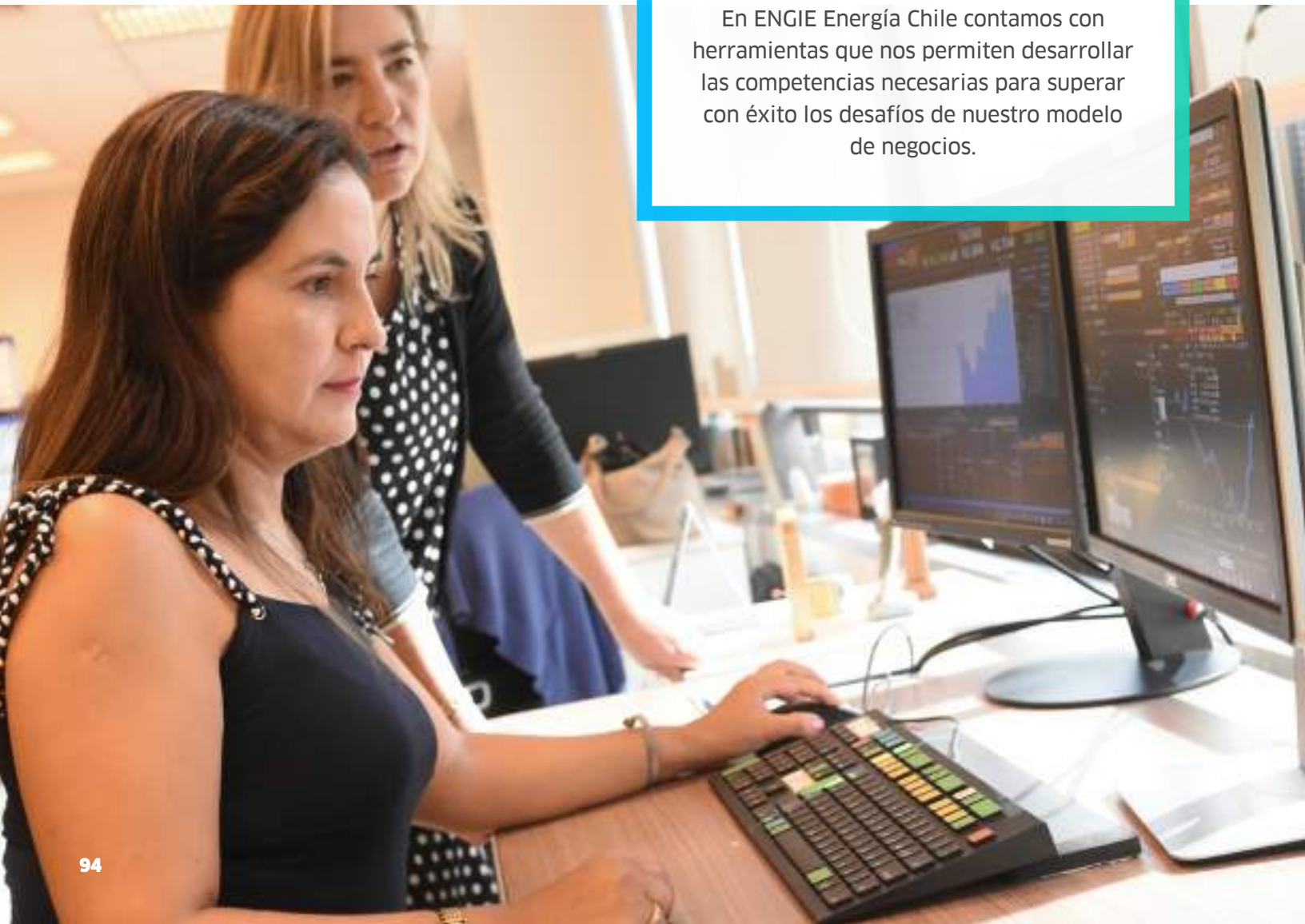


Capacitación y Desempeño

En 2019, destinamos una inversión de US\$308.163 en planes de capacitación.

Enfoque de Gestión

En ENGIE Energía Chile contamos con herramientas que nos permiten desarrollar las competencias necesarias para superar con éxito los desafíos de nuestro modelo de negocios.





PRINCIPALES FOCOS DE CAPACITACIÓN EN 2019

TALLERES DE LIDERAZGO

Realizamos talleres enfocados en conocer en profundidad nuestro modelo de liderazgo y comportamientos. Por medio de distintas dinámicas se busca aterrizar al día a día el cómo vivimos nuestros comportamientos y cómo aplicamos los 5 objetivos de liderazgo.

También tenemos iniciativas que apuntan a desarrollar cuatro comportamientos claves para enfrentar los desafíos de nuestra transición: propósito, colaboración, autonomía e innovación.

Además, tenemos iniciativas de liderazgo específicas para un grupo clave de colaboradores con el propósito de asegurar la implementación adecuada de nuestra estrategia.

**30.667 horas
formativas
realizamos
durante el año.**

ESTRATEGIA DE NEGOCIOS

Desarrollamos un sistema de e-learning y talleres presenciales con el objetivo de que todos nuestros trabajadores entiendan la estrategia y discutan de qué manera pueden contribuir a ella desde su rol en su día a día.

ACREDITACIÓN DE COMPETENCIAS TÉCNICAS

Junto con la Fundación Chile trabajamos en el diseño de un Modelo de Desarrollo y Diagnóstico de Competencias Críticas para trabajadores de Operaciones en Mejillones.

El objetivo era identificar y sistematizar las capacidades requeridas para desempeñar sus funciones laborales, estableciendo competencias técnicas específicas y competencias conductuales transversales de acuerdo al negocio.

Se realizó en terreno la aplicación de 3 instrumentos de evaluación de competencias, que arrojaron información sobre las brechas existentes en la ejecución de los procedimientos y las conductas.

Estos resultados nos permitieron confeccionar planes de formación específicos para facilitar el desarrollo de competencias claves en nuestros trabajadores.

GESTIÓN DEL DESEMPEÑO

En 2019, casi todos los trabajadores de ENGIE Energía Chile participaron del proceso de evaluación de desempeño.

La evaluación y el feedback de desempeño no solo están enfocados en el qué, que vendrían a ser nuestros objetivos/planes, sino también en el cómo, que está asociado a nuestros comportamientos y el “Leadership Way”.



CERTIFICACIÓN EN ELECTROMECÁNICA

Después de casi tres años de estudios, 56 colaboradores se titularon en 2019 de Técnico Nivel Superior en Electromecánica. Este título les permite obtener la certificación para desempeñarse como operadores de caldera.

El 99% de nuestros trabajadores tuvo su evaluación de desempeño 2019.

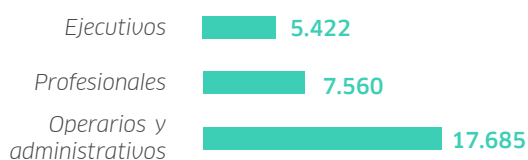
Capacitación en cifras



US\$401

Monto invertido en capacitación por colaborador en 2019

Horas de capacitación por cargo



US\$308.163

Inversión anual en capacitación

40

Horas promedio de capacitación anual por persona

30.670

Horas anuales de capacitación durante el año

Horas de capacitación por género



Total horas de capacitación por área formativa

2.866

Administrativa (e-learning excluido)

5.549

Calidad, Medio Ambiente y Seguridad

11.589

Técnicas (e-learning excluido)

10.666

Capacitación e-learning



COMPENSACIONES: INCENTIVO AL TRABAJO COLABORATIVO

El valor que ENGIE Energía Chile le otorga al trabajo de sus colaboradores nos ha llevado a contar con una estructura bien consolidada en materia de compensaciones. De manera sistemática, nuestra compañía revisa las remuneraciones que existen en el mercado para establecer una referencia. Y como ejemplo de transparencia, existe información disponible y abierta para que cualquier colaborador conozca lo que se recibe en cada puesto de trabajo de nuestra compañía según el grado de responsabilidad asumido.

En el marco de esta visión, a fines de 2019 se realizó la actualización del programa de incentivo “Leadership Deal”, que considera un bono variable asociado al desempeño individual y colectivo de algunos indicadores definidos a nivel empresa. Este programa de incentivos se implementó para colaboradores que básicamente lideran un área teniendo personas a cargo y/o son dueños de un proceso (BPO- Business Process Owner).

Con la idea de reforzar que estas posiciones de alto peso estratégico trabajen en un objetivo común y en forma colaborativa, se aumentó de 50% a 65% el bono asociado al desempeño colectivo. Por lo mismo, bajó de 50% a 35% el bono asociado al desempeño individual.

El aspecto asociado al desempeño colectivo refuerza el cumplimiento de objetivos transversales, los cuales están asociados con el Balanced Scorecard de la Compañía (BSC).

Con respecto al desempeño individual se consideran para su evaluación los objetivos definidos en el “Leadership Way”: 1) Prepara el futuro, 2) Cultiva y otorga responsabilidad, 3) Actúa y desafía el status quo, 4) Entrega resultados y progresa, y 5) Adopta un comportamiento inspirador en su día a día. Además, la evaluación considera los 4 comportamientos que define quiénes somos y lo que queremos ser: audaces, abiertos, empáticos y exigentes.



BIENESTAR Y CONCILIACIÓN

En ENGIE contamos desde hace 2 años con un programa de Home Office, que otorga a los colaboradores la posibilidad de trabajar dos medios días o un día a la semana desde su casa. Está abierto a todas las categorías de cargo y depende de la autorización de la jefatura directa.

En 2019 actualizamos nuestro programa de incentivos, **con foco en el trabajo colaborativo.**

MEDIDAS ADOPTADAS EN EL MARCO DE LA CRISIS SOCIAL

Home office: Esta opción le permitió a la mayoría de los trabajadores mantenerse conectados y operativos, sin tener que asistir a su sitio de trabajo, gracias a las plataformas digitales. La flexibilidad permitió a los colaboradores evitar los riesgos de traslado.

Vehículos de acercamiento: Se dispusieron para quienes requerían venir a la oficina. Esta medida se aplicó para el inicio y el término de la jornada laboral.

Bono especial por compromiso: Durante los días de crisis social, comprobamos el alto nivel compromiso de nuestros colaboradores en las plantas de Tocopilla y Mejillones. Aunque por seguridad se dispuso que un gran número de personas no acudiera a los sitios, muchos de ellos llegaron a cumplir con sus funciones y mantener los sitios en operación. Como reconocimiento a esta disposición, entregamos un bono a los cerca de 500 trabajadores de Operaciones.

Relación con comunidades

En 2019 abordamos el desafío de reforzar la gestión de territorial y expandimos nuestro modelo de relacionamiento comunitario hacia nuevas zonas del país en donde no estábamos presentes.

Enfoque de Gestión

Mantener una relación permanente con los vecinos es una prioridad estratégica, considerando que nuestras operaciones son de largo plazo. Con ese objetivo, nos relacionamos con las comunidades con un enfoque de vinculación activa y relacionamiento temprano.

En el marco de nuestro Plan de Descarbonización, abordamos esta gestión poniendo énfasis en la reconversión económica de las comunas en donde cerraremos plantas a carbón y en el aseguramiento de la viabilidad social y ambiental de los nuevos proyectos renovables.



NUEVA GESTIÓN TERRITORIAL

El recambio de nuestras operaciones de generación térmica por energías renovables, así como la expansión de nuestro negocio de transmisión, conllevan ampliar nuestra gestión territorial y el plan de relacionamiento hacia nuevas zonas del país en donde no estábamos presentes.

En esa dirección reforzamos la Gerencia de Sostenibilidad y Permisos, pasando de 6 a 13 personas, junto con dos subgerencias territoriales en el norte y sur del país.

Esta área, junto con la de Infraestructura y Desarrollo, es la responsable de buscar lugares propicios para emplazar futuros proyectos solares y eólicos. También debe posicionarse como un actor social, tal como lo establece el modelo de relacionamiento y aproximación a comunidades.



La inversión en comunidades **alcanzó en 2019 a US\$ 593.440.**

MODELO DE APROXIMACIÓN A COMUNIDADES ENGIE ENERGÍA CHILE



- Inclusión
- Oportunidad y Pertinencia
- Transparencia
- Incidencia
- Planificación conjunta
- Posicionamiento del proyecto al interior de la empresa
- Posicionamiento del proyecto en la comunidad
- Posicionamiento del proyecto autoridades nacionales y sectoriales

En 2019 arribamos a Calama. Nuestro objetivo **es desarrollar nuevos proyectos y convertirnos en un actor social que apoye el desarrollo local.**

En 2019 arribamos a la Calama en donde construimos el Parque Eólico Calama, las subestaciones Nueva Chuquicamata y Calama, junto con la Línea Nueva Chuquicamata.

También iniciamos nuestro proceso de participación anticipada en comunas en donde construiremos en un plazo futuro. Se trata de:

- **Parque Eólico Newen Kuruf**, en Mulchén, donde tenemos una mesa de trabajo con la comunidad indígena, con la que firmamos un acuerdo de trabajo para los próximos 30 años.
- **Proyecto fotovoltaico Libélula**, en Colina, Lampa y Tiltil.
- **Parque Eólico Los Trigales**, en Ercilla, donde desarrollamos una mesa de trabajo con 5 comunidades indígenas de la zona de Pailahueque.

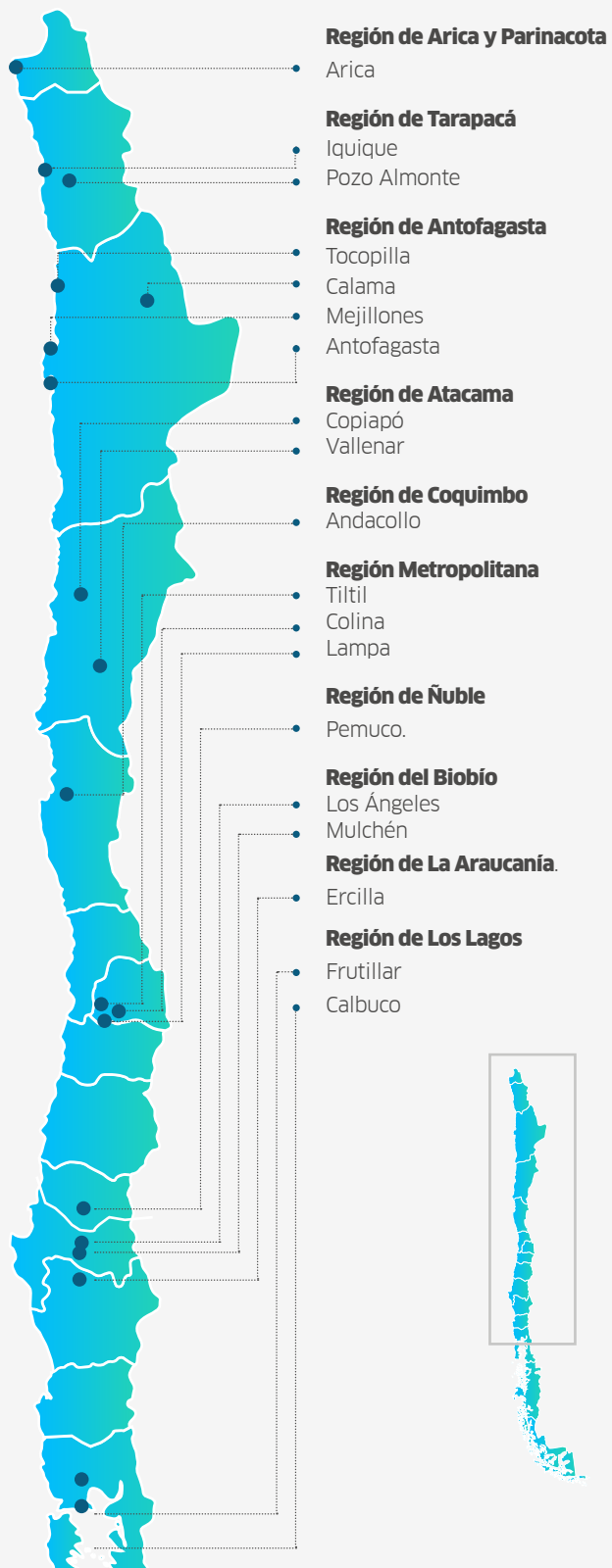


COMUNIDADES ÍNDIGENAS

El ingreso a nuevas zonas ha implicado reforzar nuestro relacionamiento con comunidades indígenas en el norte y sur del país. En la primera zona hemos trabajado con la comunidad de Alto Loa, en Calama, y con la comunidad de Pozo Almonte. En el sur, nos hemos vinculado con las comunidades de Mulchén y de Pailahueque en la comuna de Ercilla.



COBERTURA GESTIÓN TERRITORIAL DE ENGIE ENERGÍA CHILE



GESTIÓN EN COMUNIDADES PRIORITARIAS

TOCOPILLA

En 2019 continuamos avanzando en las iniciativas que surgieron a propósito del plan de cierre de las unidades a carbón de nuestras centrales en la ciudad. En Tocopilla, nuestra compañía lleva más de 104 años y en todo ese tiempo, junto con generar empleo local, hemos sido un actor relevante en la promoción del desarrollo local.

En ese marco, el anuncio de cierre de las unidades 12 y 13 en 2018 movilizó una serie de acciones hacia los trabajadores propios, externos y hacia la comunidad, conscientes del impacto social que tiene el cierre de las unidades.

En 2019, encargamos un estudio de prospección laboral al Observatorio Laboral de Antofagasta, dependiente de la Universidad Católica del Norte, con el propósito de identificar las posibilidades laborales de quienes se desempeñan directa e indirectamente en nuestras operaciones.

La muestra consideró 325 encuestas efectivas de las cuales se utilizaron 218: 97 correspondieron a personal propio y 121 a empresas contratistas.

Este informe nos sirvió para diseñar planes de capacitación y reconversión. Sus resultados, además, los entregamos a las autoridades locales para que sirvan de insumo de programas públicos.

Fondos concursables y mesas de trabajo:

En 2019, nuestro programa de fondos concursables favoreció a 28 proyectos comunitarios en Tocopilla, con una inversión de en torno a los US\$ 200.000. Por su parte, las mesas de trabajo que mantenemos con la comunidad continuaron sus líneas de trabajo. Entre ellas, destacan las mencionadas en la tabla de la siguiente página.

PRINCIPALES CONCLUSIONES DEL INFORME DE PROSPECCIÓN LABORAL

218
personas

se utilizaron
como muestra
del estudio

97
personas

eran personal
de ENGIE

121
personas

pertenecen
a empresas
contratistas



54,3%

de trabajadores de ENGIE indica que ha hecho cursos que amplían sus posibilidades de reconversión en los últimos 12 meses.

32,1%

de los contratistas indica que ha hecho cursos que amplían sus posibilidades de reconversión en los últimos 12 meses.

88,1%

de los trabajadores propios estaría dispuesta a buscar un empleo **fuera de la comuna** en que reside.

Aunque Antofagasta es la ciudad más nombrada, hay un

29%

que se iría a cualquier otra comuna.



Mesas de trabajo en Tocopilla

NOMBRE DE LA MESA DE TRABAJO	PARTICIPANTES	PRINCIPALES TEMAS ABORDADOS
Mesa de Pescadores de Tocopilla	105 pescadores asociados al sindicato	• Útiles Escolares • Becas • Cajas familiares • Fondo Emergencia • Fiesta Navidad • Fiesta San Pedro
Mesa de Portuarios de Tocopilla	25 miembros del Sindicato de Trabajadores N°2 de Marineros, Auxiliares de Bahía de Tocopilla	• Atención médica • Útiles Escolares • Becas • Cajas familiares • Celebraciones
Convenio Municipalidad de Tocopilla	Ilustre Municipalidad de Tocopilla	• Bombas para edificios sociales • Fiesta de Navidad 2019 • Dulces y Caravana de la fiesta de Navidad • Remodelación 21 de mayo (obras recién iniciadas)

MEJILONES

Como parte de nuestro modelo de relacionamiento, a través de nuestro programa de Fondos Concursables colaboramos con el desarrollo de 20 proyectos de emprendimiento social

para la comunidad que representaron una inversión en torno a los US\$ 32.000. Adicionalmente, seguimos impulsando los planes de trabajo que desarrollamos a través de las mesas de trabajo.

Mesas de trabajo en Mejillones

NOMBRE DE LA MESA DE TRABAJO	PARTICIPANTES	LOGROS 2019 O PRINCIPALES TEMAS ABORDADOS
Mesa de Pescadores Mejillones	110 pescadores asociados a los 4 sindicatos en convenio	• Aporte económico de impulso al sector. • Aporte celebración fiesta San Pedro y San Pablo • Aporte Fiesta Navidad
Convenio Municipalidad de Mejillones 2019	Ilustre Municipalidad de Mejillones	• Curso salvavidas y rescatistas periodo estival 2019 • Día Internacional de la Mujer • Celebración Día del Padre • Limpieza borde costero Mejillones • Aporte celebración Aniversario Mejillones • Aporte desarrollo Operativo Médico Acrux Mejillones • Celebración Día del Niño • Reparación escultura Los Duendes • Fiesta Navidad
Mesa de Trabajo Juntas de Vecinos y Comunidad	Juntas de Vecinos de Mejillones	Cursos y capacitaciones en: • Electricidad domiciliaria • Aprendiendo a emprender y liderazgo social
Mesa de Trabajo Deporte y Cultura	Club Cachorros Mejillones	• Implementación y desarrollo de la primera de escuela de hockey césped de Mejillones



En 2019, destinamos más de US\$200.000 a nuestro programa de fondos concursables.

HITOS DE LA GESTIÓN TERRITORIAL

- **Nueva Mesa Social Pozo Almonte:** En 2019 creamos una mesa de trabajo con las comunidades Tajq Pacha Arutañañi y Villa La Pampa de Pozo Almonte. Entre los acuerdos adoptados destacamos la entrega de equipamiento computacional para ambas sedes, capacitaciones de inglés, liderazgo social y emprendimiento, y becas de estudio para 2020.
- **Seminario de dirigentes sociales en Laja:** Cerca de 100 personas participaron en esta actividad que reunió a líderes de la zona sur con los que nos relacionamos

como empresa. Con la asesoría de la Universidad del Biobío de Concepción se realizó una jornada de trabajo en donde los participantes pudieron desarrollar sus habilidades para ejercer liderazgo, y compartir buenas prácticas. La experiencia se replicará posteriormente en el norte.

- **Nivelación de estudios para adultos:** Así como ocurrió el año anterior, en Las Arcillas se replicó el plan de nivelación de estudios hasta cuarto medio, y se extendió a la comuna de Yumbel.

Desarrollo de Proveedores

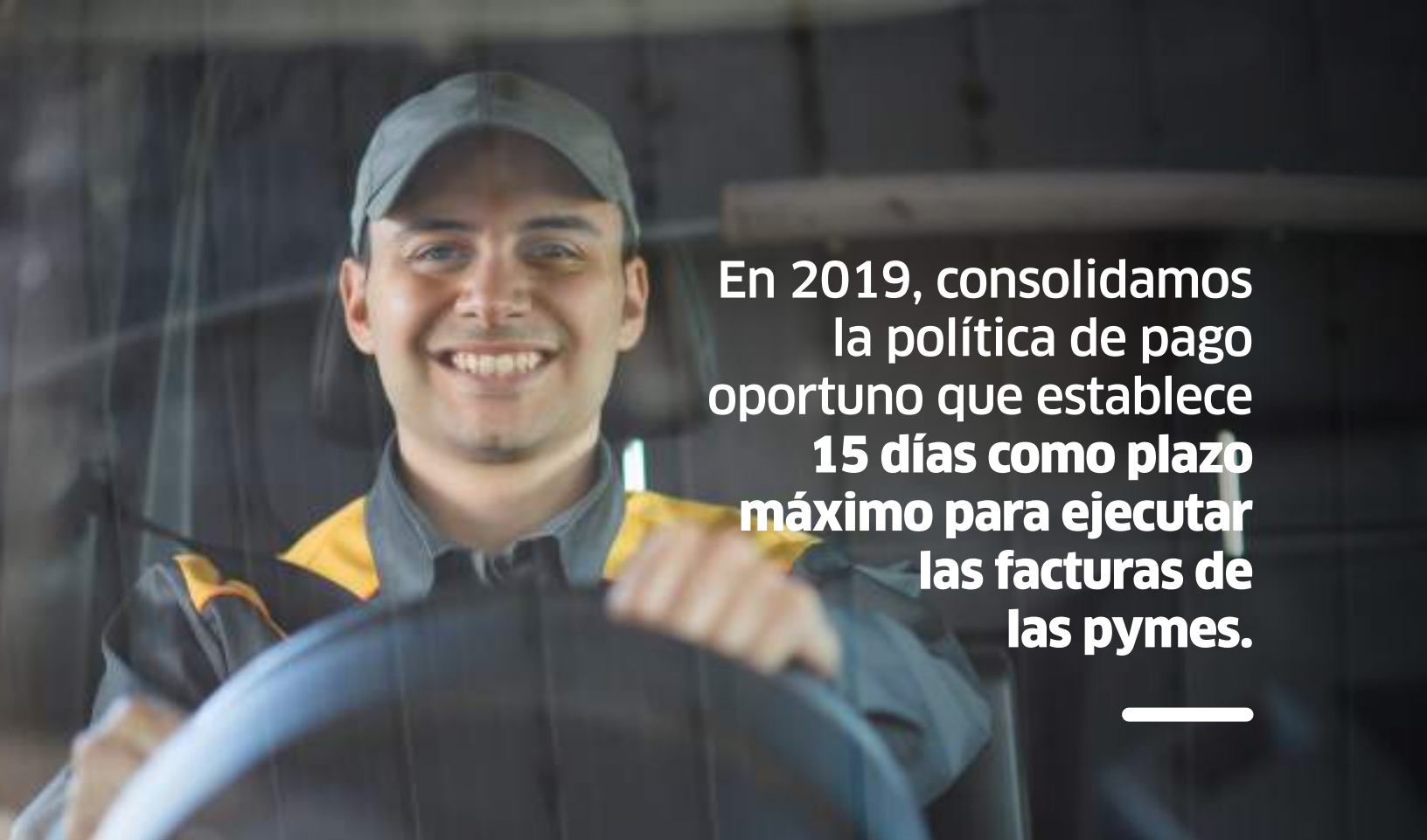
En 2019, más de 300 proveedores de la compañía fueron capacitados para operar en nuestra nueva plataforma SAP Ariba.

Enfoque de Gestión

En línea con la Política de Compras de la compañía, la gestión de proveedores de ENGIE Energía Chile tiene como prioridad satisfacer las necesidades corporativas de adquisición de manera eficiente y oportuna, garantizando al mismo tiempo, a través de procesos transparentes y competitivos, una gestión ambiental responsable y la entrega de servicios de calidad, entre otros aspectos técnicos, económicos y operativos.

En este contexto, como empresa aspiramos a construir con los proveedores un vínculo de confianza basado en la responsabilidad mutua durante todo el ciclo de relacionamiento y en el compromiso de aportar al desarrollo de nuestros entornos. Como parte de esta mirada, uno de nuestros desafíos es fortalecer las empresas locales para integrarlas en la cadena de valor y sumarlas a nuestros objetivos estratégicos.





**En 2019, consolidamos
la política de pago
oportuno que establece
15 días como plazo
máximo para ejecutar
las facturas de
las pymes.**

GARANTIZAMOS EL PAGO OPORTUNO A LAS PEQUEÑAS EMPRESAS

En 2019, consolidamos la política de pago oportuno que establece 15 días como plazo máximo para ejecutar las facturas de las pequeñas empresas que nos prestan servicios. Esta es una condición distinta al estándar de 30 días promedio que fijamos para pagar al resto de nuestros proveedores y que nos permite cumplir con los requerimientos de la Ley de Pago Oportuno, promulgada durante el último período.

En el marco de la crisis social que se desencadenó a partir de octubre de 2019, pusimos un especial foco en hacer aún más expedito este proceso de pago a las pymes, ya fuera aclarando órdenes pendientes o reforzando la Política de Pronto Pago, que permite al proveedor acceder en menos tiempo a su reembolso, con un descuento mínimo y simbólico.

Otro aspecto que contribuyó a darle más fluidez a la ejecución de los pagos fue la habilitación del sistema SAP Ariba, que simplifica los procesos de compra y de la cadena de suministro.

En esta plataforma, es el propio proveedor quien debe ingresar su orden de compra para que esta se ejecute en el plazo establecido, sin tener que depender de pasos intermedios ni de una coordinación con el área de Contabilidad.

Durante el año, capacitamos a más de 300 proveedores para operar en SAP Ariba. Primero, explicamos el funcionamiento del sistema y la forma de participar de nuestras licitaciones, y luego los participantes aprendieron a generar órdenes de trabajo.

Proveedores de ENGIE Energía Chile en cifras



15

Días de plazo para pagar las facturas de las pymes

22 Número de empresas contratistas con personal en nuestras instalaciones

+ de 850
trabajadores de empresas contratistas

USD **254.027.920**
Total de compras a proveedores nacionales

USD **45.607.419**
Total de compras a proveedores internacionales

USD **299.635.340**
Monto total pagado a proveedores en 2019



DESARROLLO DE PROVEEDORES LOCALES

Con el objetivo de potenciar el impacto positivo de nuestras operaciones en las comunidades en que operamos, en 2019 continuamos promoviendo el desarrollo de los proveedores locales.

Entre las medidas que adoptamos con ese objetivo destacan:

- Dejamos de pedir boletas de garantía a los proveedores pequeños, para evitarles un costo financiero adicional.
- Para los contratistas que operan dentro de nuestras faenas, acordamos que la contratación del seguro OSIP será con cargo a ENGIE Energía Chile.
- A cada proveedor grande que realiza mantenciones en nuestras instalaciones le solicitamos que contrate sus servicios de alimentación y alojamiento con proveedores locales que trabajan con nosotros. En caso de ser necesario, también actuamos como intermediarios para el pago oportuno de dichos servicios.

AVANCES EN BUENAS PRÁCTICAS

- Nuestro desafío es involucrar a los proveedores en los estándares corporativos relacionados con prevención del delito y gestión ética. En esa dirección, en 2019 invitamos a los contratistas recurrentes a nuestros ciclos de capacitación interna sobre los nuevos requerimientos de la Ley 20.393 (**ver más en página 21**).
- En el marco de la crisis social, y considerando la demanda ciudadana de mejores sueldos, hicimos un diagnóstico sobre el nivel de ingresos de los



PORTAL DE COMPRAS

Entre nuestros logros de 2019 también destaca el desarrollo de un nuevo Portal de Compras, que comienza a operar en 2020.

En este espacio, los proveedores podrán acceder al estado y plazos de pago de sus facturas, así como también a información clave, como los requerimientos de la Ley 20.393 sobre Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas.

En línea con nuestro interés por seguir profundizando el diálogo directo con los proveedores, durante 2019 también realizamos exposiciones abiertas en Antofagasta, para dar a conocer los objetivos estratégicos de la compañía, nuestras licitaciones más importantes y el nuevo sistema SAP Ariba.

Los trabajadores contratistas de Operaciones de ENGIE Energía Chile con jornada completa **ganan en torno a \$700.000, monto equivalente a más de 2 sueldos mínimos.**

trabajadores de nuestras empresas proveedoras. A partir de la actualización de la data que nos arroja el sistema con el que hacemos seguimiento de la gestión y cumplimiento laboral de los proveedores, este estudio nos permitió ratificar que el personal contratista de Operaciones, con jornada completa, gana en torno a los \$700 mil brutos.

- **Sanciones por incumplimiento:** En consideración a nuestros altos estándares de seguridad, somos igual de exigentes con nuestros proveedores en esta materia. De este modo, sancionamos a aquellas empresas que transgreden estas normas con la suspensión temporal o total de su servicio. Estas medidas dependen del nivel de la falta, que va de menor a grave. Ante cada incumplimiento en seguridad de parte de un proveedor, organizamos una reunión formal en la que le entregamos una carta que explica los motivos de la decisión que se haya adoptado.



HITOS DE LA GESTIÓN DE SUMINISTRO

Nueva área de Compra de Bienes y Servicios de Proyectos: En el marco de nuestra reestructuración de la unidad de Abastecimiento, y con el objetivo de dar mayor eficiencia a las compras en el extranjero, en 2019 nace el área de Compra de Bienes y Servicios de Proyectos. Orientada a la compra internacional, cuenta con dos compradores de servicios estratégicos y un encargado de comercio exterior de proyectos.

Al ser responsable de recibir los productos en su puerto de origen, la gestión de esta unidad permitió que en 2019 la compañía lograra un ahorro de US\$1,2 millón. Esta acción permite que la



US\$1,2 millón

en ahorros generó para la compañía el modelo de gestión de esta nueva unidad.

carga llegue catalogada como un bien de capital único, lo que la exime del pago de impuestos y, al mismo tiempo, genera un importante flujo de caja.

Convenios para suministro de bienes:

Para hacer más eficiente el proceso de compra de materiales con alta rotación, como los de ferretería y librería, incorporamos todas estas adquisiciones en convenios de suministro. Esto organizó nuestra demanda en 40 convenios de suministro de bienes, lo que también nos generó beneficios en términos de mejores precios.

DESAFÍOS

- Intensificar la integración de los proveedores locales, un ámbito donde detectamos espacios de mejora.
- Fortalecer la búsqueda de proveedores que presten servicios a las plantas de generación solar y eólica, principalmente en la etapa de construcción.

Gracias a la plataforma SAP Ariba, contamos, además, con una reposición automática cada vez que el stock está cerca de acabarse. El propio sistema es capaz de generar la solicitud, con precios y fechas de entrega. De esta manera, se ha permitido ganar tiempo para que el área pueda atender temas más estratégicos.

Seguridad y Salud Ocupacional

En 2019, invertimos US\$ 2,1 millones en programas y equipamiento de salud y seguridad.

Enfoque de Gestión

Brindar un entorno y condiciones de trabajo seguras y saludables a todos nuestros colaboradores es un aspecto central en la estrategia de desarrollo de ENGIE Energía Chile. La gestión de la seguridad laboral convoca a toda la organización y sus resultados son monitoreados desde nuestro Balanced Scorecard, proponiéndonos desafiantes metas asociadas al desempeño. Contamos con la certificación OHSAS 18001 y planes permanentes orientados a promover un comportamiento seguro, lo que junto con campañas de sensibilización orienta al cambio conductual. Desarrollamos, además, evaluaciones que nos permiten identificar las brechas en forma oportuna, las que se abordan con iniciativas específicas.





De 15 HIPOS
registrados
en 2018
bajamos
a 5 en 2019.

REDUCCIÓN DE LOS EVENTOS DE ALTO POTENCIAL

En el ámbito de seguridad laboral, en 2019 los esfuerzos se centraron en posicionar las conductas preventivas como un aspecto relevante de la cultura interna, así como también en implementar las medidas del Plan de Comportamiento Seguro, diseñado en 2018.

Entre los principales hitos, además de no lamentar ningún accidente grave o fatal, **logramos una reducción importante en los eventos de alto potencial (HIPO). De los 15 casos registrados en 2018 bajamos a 5.**

Este resultado muestra un cambio favorable en el comportamiento y un ejemplo fue la disminución de los registros de conducción a exceso de velocidad en nuestro personal. En agosto, octubre y noviembre, no detectamos ningún episodio en esta línea.

Como este año establecimos indicadores estrictos, basados en el principio de Tolerancia Cero, se afectó el Índice de Frecuencia de Accidentes. En este marco, incorporamos un número compuesto para hacer la medición, incluyendo a todos los que trabajan en la compañía, no solo a personal contratado en operación, sino también a los ejecutivos de nuestras oficinas y los contratistas.

Así, logramos un índice de 1,25 puntos, en vez del exigente 1,04 que nos pusimos como meta. La cifra es levemente superior a la de 2018, que era de 1,20. En 2019 hubo un mayor número de accidentes, aunque de menor rango y gravedad.

Salud y Seguridad en cifras

Indicadores de seguridad del personal propio



0
fatalidades y accidentes gravísimos en el año.



PRINCIPALES CAMPAÑAS DE SEGURIDAD IMPULSADAS EN EL AÑO

- 9 reglas que salvan vidas
- Si no es seguro, detente
- Mano de la seguridad
- Caminatas de seguridad
- Radio Ultra Violeta (RUV)
- Protección respiratoria
- Primeros auxilios
- Alimentación saludable
- El minuto que salva vida

Cómites paritarios

4

Comités Paritarios operaban al cierre de 2019 en ENGIE Energía Chile

24

trabajadores representados en estos órganos (2,4%)

(1) Número de accidentes con baja acaecidos durante la jornada de trabajo por cada millón de horas trabajadas por los trabajadores expuestos a riesgos.

(2) Número de días perdidos por cada 1.000 horas de trabajo.

COMITÉ DE CONDUCTA

Con el propósito de posicionar la seguridad a nivel cultural, creamos el Comité de Conducta. A través de esta instancia, conformada por la alta dirección, no solo buscamos hacer un seguimiento detallado de los indicadores de salud y seguridad ocupacional, así como de las bonificaciones, sino que además potenciamos la presencia de ejecutivos en terreno.

Este Comité fue creado para liderar la gestión en seguridad ante el desafío que representa la dispersión geográfica de las operaciones de la empresa, como resultado del aumento de proyectos de energías renovables en distintas zonas del país.

Como parte de la gestión, creamos un mecanismo de reconocimiento y sanción de las conductas inseguras inspirado en el principio del comportamiento virtuoso y de una cultura justa. Esto significa que, así como se puede premiar a alguien por su aporte, se sanciona a quien incumple las normas, como una señal de transparencia en un tema en el que todos deben estar involucrados.

Creamos un
mecanismo de
**reconocimiento
y sanción
de las conductas
inseguras.**



HERRAMIENTAS PARA REFORZAR LOS COMPORTAMIENTOS SEGUROS

- **Cartas de seguridad:** Desde 2019, todas las reuniones que se efectúan tanto en las oficinas administrativas como en las operaciones deben partir con una actividad que se denomina Caja de Seguridad. Esta es una dinámica que desarrollamos con la mutualidad y que consiste en la revisión grupal y al azar de fichas con preguntas sobre temas de seguridad, lo que permite que se genere una conversación como reforzamiento cultural.
- **Nueva aplicación móvil:** Incorporamos una App que sirve para reportar todo tema referido a seguridad. Cualquier persona puede efectuar un reporte sobre algún caso que merezca preocupación y la información contenida en cada informe se deriva a un sistema interno que se encarga de su gestión. En 2019, recibimos un total de 1.086 reportes. Esta aplicación funciona hasta ahora solo con los teléfonos de la compañía, pero se espera adaptarla en 2020 a cualquier aparato telefónico, así como al ámbito de los contratistas.

CAPACITACIÓN EN PREVENCIÓN

Para cimentar y fortalecer la cultura preventiva en la capacitación de nuestros colaboradores, estamos desarrollando el concepto de formación, lo que equivale a una intervención más profunda y completa al momento de fomentar los estándares corporativos de seguridad.

Además de entregar información a través de talleres y cursos, nos involucramos en el acompañamiento de cada colaborador, así como en el monitoreo de sus actividades. Asimismo, nos preocupamos de su adaptación en términos de protocolos de seguridad cuando este es promovido y aumenta su grado de responsabilidad.

Junto con los talleres realizados bajo el marco del Plan de Comportamiento Seguro, en 2019 efectuamos una acreditación de competencias técnicas y blandas en Mejillones (ver más en página 94).



SALUD OCUPACIONAL

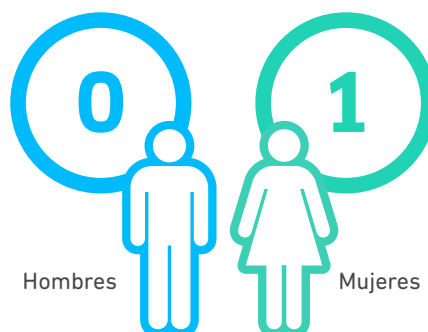
Siendo la salud un componente crucial para el desempeño y el bienestar de nuestros colaboradores, permanentemente desarrollamos acciones asociadas a controlar los parámetros de salud presentes en nuestros procesos. Hacemos exámenes de ingreso a todos los nuevos empleados, exámenes ocupacionales para todos los colaboradores activos y controles de egreso para personal que termina su tiempo laboral.

Asimismo, implementamos todos los protocolos de salud y vigilancia médica emitidos por la autoridad, junto con campañas oftalmológicas, entrega de lentes ópticos de seguridad sin costo y control de sobrepeso. En este último caso, aplicamos en los casinos la promoción de un balance en el consumo calórico y de carbohidratos.

En materia de salud, otro hito fueron las campañas saludables impulsadas

por algunos equipos locales. Entre ellas destaca la iniciativa “Quita gramos, suma vida”, promovida por los colaboradores de la central Chapiquiña, en Arica. Como parte de este proyecto, los trabajadores se pusieron metas para bajar de peso individual y colectivamente.

Enfermedades profesionales en 2019





**7.000 horas
totales de
capacitación
en prevención
a personal
contratista.**

**3.590
trabajadores
contratistas
capacitados
en el año.**

BUENAS PRÁCTICAS PARA CONTRATISTAS

En ENGIE Energía Chile incorporamos la gestión de seguridad de los contratistas a nuestros indicadores de desempeño, por lo que todas nuestras campañas o cursos de capacitación en esta materia los hacemos extensivos a los trabajadores externos. Los contratistas, además, tienen

una meta global cuyo cumplimiento monitoreamos mes a mes. Las faltas reiterativas las consideramos como un antecedente negativo para nuevas licitaciones y pueden derivar incluso en el término del contrato.



OTROS HITOS DE LA GESTIÓN EN SEGURIDAD

- **“Días Perfectos”:** En 2019 habilitamos Oficinas de Permisos de Trabajo separadas de la operación, para que funcionen de manera independiente y como unidad de custodia del proceso.

También incorporamos una Oficina de Permisos para atender los proyectos de energía renovables.

Con la idea de mantener el máximo rigor, los permisos trabajos auditados en estas oficinas durante 2019 fueron más de 830.

Como parte de esta innovación, creamos un nuevo indicador, llamado “Los días perfectos ENGIE”, el cual registra días corridos en los que no hay desviaciones por indicadores de seguridad.

Durante 2019, se alcanzó una media de 26 días perfectos, y el récord fue de 27.

Esta medición se efectuó durante el último trimestre del año y quedó como referencia para 2020.

- **Certificación de Comités Paritarios:** Una de las recomendaciones que sugirió

en 2019 el recién creado Comité de Comportamiento Seguro para mejorar el desempeño en seguridad fue la certificación de todos los comités paritarios de ENGIE. En línea con este planteamiento, al cierre del año, el comité paritario de Tocopilla, uno de los cuatro que funciona en nuestra compañía, obtuvo esta condición con el asesoramiento de la mutualidad ACHS. Esta acreditación le permitirá robustecer su organización y estar preparado para acciones mayores. El objetivo es que las tres organizaciones restantes inicien sus procesos de certificación en 2020.

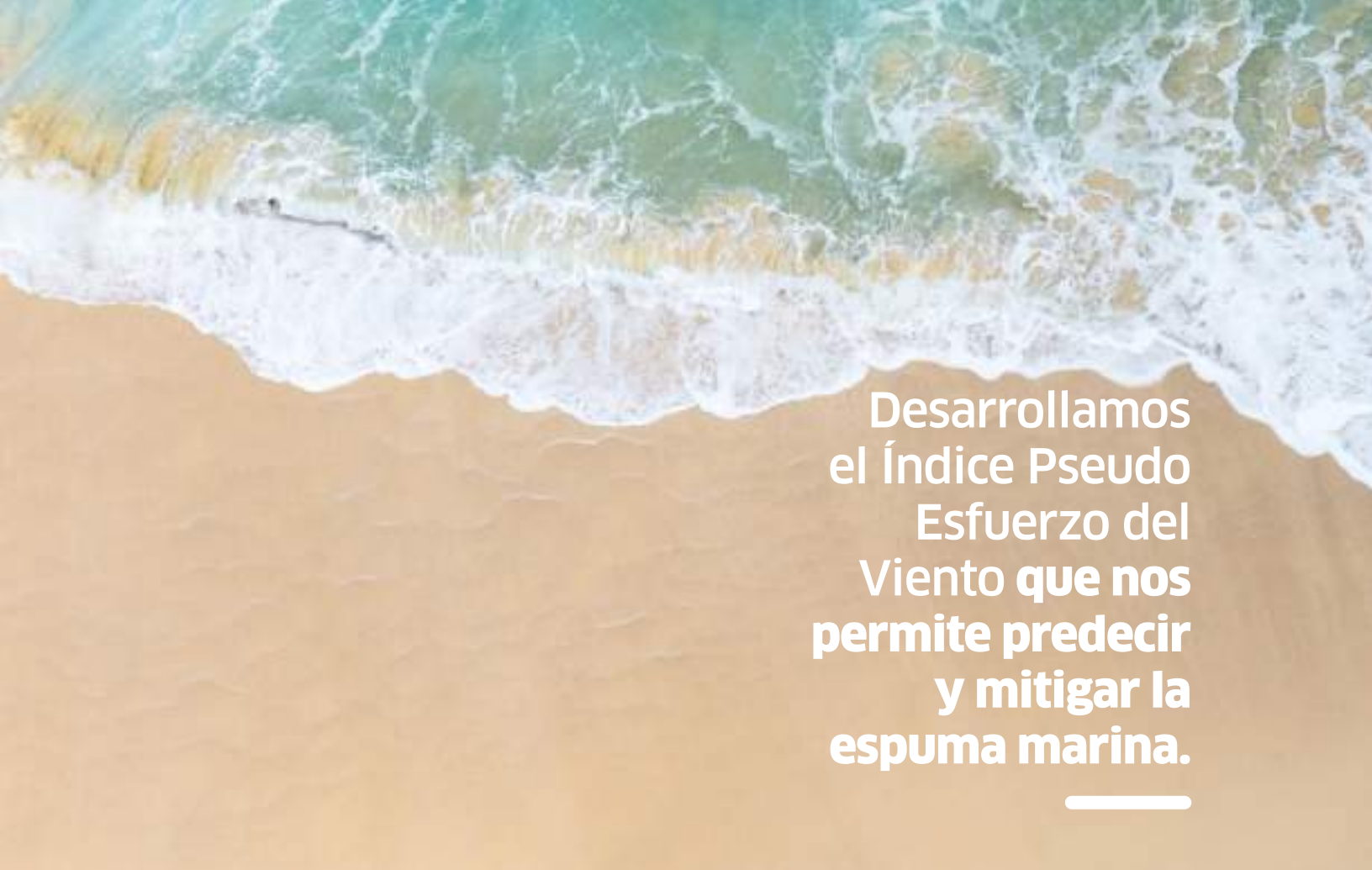
- **Actualización del Reglamento Interno de Seguridad, Salud e Higiene:** Como lo hacemos cada dos años para mejorar y adaptar sus contenidos, en 2019, incorporamos nuevos elementos a nuestro Reglamento Interno. En esta ocasión, incluimos en sus apartados temas referidos a la Ley de Protección de Datos, procedimientos para las denuncias en temas de ética y el protocolo de control de drogas y alcohol.

Gestión Ambiental

Durante 2019, nuestra gestión ambiental estuvo centrada en la mitigación de la espuma marina en la bahía de Mejillones. Aunque no tiene un impacto ambiental, este fenómeno genera preocupación en la comunidad.

Enfoque de Gestión

Nuestra gestión ambiental tiene como máxima prioridad reducir y mitigar los efectos que producen nuestras unidades generadoras, principalmente en fuentes de agua (mar) y aire (emisiones de SO_x, NO_x, material particulado y Gases de Efecto Invernadero). Contamos con un sistema integrado de gestión ambiental que garantiza el cumplimiento de la normativa aplicable a nuestra actividad y de los más exigentes estándares de desempeño. Durante 2019, estos lineamientos los complementamos con el fortalecimiento del monitoreo y el control de los impactos de nuestras operaciones en la bahía de Mejillones.



**Desarrollamos
el Índice Pseudo
Esfuerzo del
Viento que nos
permite predecir
y mitigar la
espuma marina.**

ESPUMA MARINA EN MEJILLONES

Este año, uno de nuestros principales focos de trabajo se orientó a la mitigación de la espuma marina que se genera en la bahía de Mejillones. Con esta finalidad, investigamos, desarrollamos, implementamos y automatizamos un indicador ambiental para determinar la probabilidad de generación de espuma marina. El nuevo Índice Pseudo Esfuerzo del Viento nos permite predecir las surgencias marinas; es decir, el ascenso de aguas profundas con altos contenidos de nutrientes y materia orgánica, las que, al combinarse con las descargas de las aguas de nuestro sistema de enfriamiento a altas velocidades, generan la espuma marina.

Aunque se trata de un fenómeno inocuo para el ecosistema y que no supone incumplimientos normativos, durante años la espuma marina ha preocupado a la comunidad de Mejillones debido a su efecto visual. Esta inquietud ha motivado fiscalizaciones de las distintas autoridades

con competencia en esta materia, como la Superintendencia del Medio Ambiente, Gobernación Marítima, Capitanía de Puerto, Brigada de Delitos Ambientales de la PDI y Municipalidad de Mejillones. Ninguna de estas fiscalizaciones, sin embargo, ha sido motivo de sanciones.

El Índice Pseudo Esfuerzo del Viento nos permite predecir la generación de espuma marina y tomar acciones en los sistemas de aguas de enfriamiento y generación, cada vez que se detecte el desplazamiento de las aguas superficiales hacia el océano.

Durante 2019 se registraron dos eventos de surgencia, en septiembre y octubre. Ambos fueron oportunamente informados a la Superintendencia del Medio Ambiente y a la comunidad para se conociera nuestro plan de mitigación, lo que permitió “calibrar” el modelo desarrollado para definir alertas tempranas.

MONITOREO PARTICIPATIVO DE LA BAHÍA

Para hacer más eficiente nuestra gestión ambiental y su impacto en la bahía de Mejillones, en 2019 desarrollamos otros dos procesos relevantes:

- **Internamente, revisamos y simplificamos el reporte que entregamos a la autoridad.** En concreto, integramos nuestros diversos informes de vigilancia ambiental, incorporando los programas de monitoreo de calidad del aire y medio ambiente marino.
- **A nivel externo, comenzamos a desarrollar un monitoreo de la bahía de Mejillones en conjunto con los principales actores en la vigilancia ambiental en la zona.** Esperamos que este esfuerzo sea la base para generar un futuro programa de monitoreo integrado y participativo, con todas las empresas usuarias de la bahía, las autoridades y la comunidad.

En esa línea, desarrollamos una propuesta de trabajo integrada que fue validada por consultoras y presentada a todos los equipos de medio ambiente de las empresas que conforman la Mesa Ambiental que lidera la Asociación de Industriales de Mejillones. Nuestra aspiración es caracterizar los procesos de entrada y salida de agua, para detectar en forma simultánea todas las captaciones y descargas en la bahía. Esta metodología nos permitiría disponer de información de carácter científico y validez académica que sirva de base a planes de acción conjuntos.



Principales avances ambientales en 2019



14 %
disminución
de la huella de
carbono

56,3
ton de MP
la mitad de las
registradas en
2018

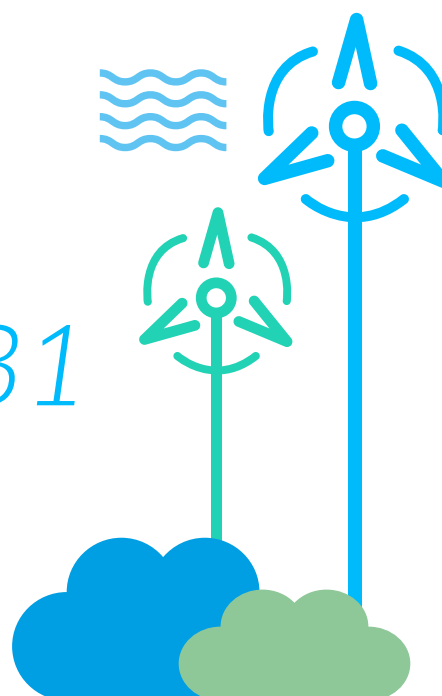
4.288
ton NOx
cifra 53% menor
que la de 2018

7,4 %
reducción
del consumo
energético

66 %
disminución
de residuos
peligrosos

106
ton
residuos
peligrosos
recuperados

51,631
ton
cenizas recicladas





EMISIONES

HUELLA DE CARBONO

De acuerdo con la medición* que efectuamos en 2019, las emisiones de GEI de ENGIE Energía Chile para este período alcanzaron las 4,11 millones de ton CO₂ eq. Esta cifra representa una disminución del 14% respecto de las 4,76 millones de ton CO₂ eq registradas en 2018.

A partir de estos datos, la intensidad de las emisiones para 2019 se elevó a las 0,66 ton CO₂ eq por cada MWh bruto generado.

Al cierre de 2019, pagamos US\$ 24 millones por concepto de impuesto verde.

** Esta medición se realiza a partir de la metodología propuesta por el Ministerio de Energía y la norma ISO, empleando los factores de emisión planteados por la IPCC, para determinar las ton de CO₂ y la equivalencia de Gases GEI (SF₆, Nox y SO₂) a ton de CO₂ eq.*

Emisiones de Gases de Efecto Invernadero¹

Intensidad Huella de Carbono (ton CO₂ eq / MWh)



Emisiones GEI (millones toneladas CO₂ eq)



(1) Estos datos están en proceso de verificación.

EMISIONES DE MP

En 2019, nuestras emisiones totales de MP disminuyeron a la mitad respecto de las registradas en el período anterior. Las emisiones de óxido de nitrógeno (NOx) y dióxido de azufre (SO₂), por su parte, también registraron una caída importante en el año, como consecuencia del cierre de las unidades 12 y 13 de nuestro Complejo Térmico de Tocopilla y de la menor generación de energía en base a unidades termoeléctricas.

Durante el último año, la concentración media anual de MP₁₀ en Tocopilla disminuyó de 41 a 33 microgramos/m³N, muy por debajo de las exigencias que establece el Plan de Descontaminación Atmosférica de esta ciudad, el único al que están afectas nuestras operaciones.

Sobre esta materia, cabe consignar que la Superintendencia del Medio Ambiente emitió en junio las resoluciones y determinó nuestro pleno cumplimiento de la norma de emisión para centrales termoeléctricas, que regula los niveles de material particulado, óxido de nitrógeno y óxido de azufre.

Emisiones MP Total (ton/año)



Emisiones NOx (ton/año)



Emisiones SOx (ton/año)



Desglose emisiones al aire (en microgramos/m ³ N)	2017	2018	2019
Concentración media anual MP _{2,5} Tocopilla	15	14	12
Concentración media anual MP _{2,5} Mejillones	11	10	12
Concentración media anual MP ₁₀ Tocopilla	43	41	33
Concentración media anual MP ₁₀ Mejillones	19	16	22 (*)

(*) La variación respecto de 2018 se explica con la entrada en operaciones de IEM.

OTROS ASPECTOS DE LA GESTIÓN DE EMISIONES:

• Nueva norma para dióxido de azufre:

En mayo de 2019 entró en vigencia la actualización de la Norma de Calidad Primaria para Dióxido de Azufre (SO₂), que establece una reducción de las concentraciones diarias y anuales, y define

un nuevo límite para las concentraciones horarias. Esta norma aplica en todas las áreas urbanas del país. Para el caso de las ciudades de Mejillones y Tocopilla, estos nuevos límites normados no afectan nuestras operaciones.

Concentraciones de SO₂ (microgramos/m³ N)

	Mejillones			Tocopilla		
	Horario	Diario	Anual	Horario	Diario	Anual
Año 2017	12,0	6,0	1,8	59,0	28,3	8,7
Año 2018	10,0	5,5	1,7	46,0	23,8	7,0
Año 2019	9,4	6,3	1,9	39,9	24,2	7,7
Norma anterior	No existe	250	80	No existe	250	80
Norma Nueva (16 de Mayo 2019)	350	150	60	350	150	60

EFICIENCIA ENERGÉTICA

En 2019, nuestro consumo energético se elevó a 51.853.779 GJ, lo que representa una caída de 7,4% respecto del registrado en 2018.

Consumo energético (en GJ)	2018	2019	Alcance
GJ de energía total consumida	56.005.887	51.853.779	Consumo de energía eléctrica (Servicios auxiliares en servicio) + consumo de combustibles (carbón, gas, diésel, biomasa).
GJ de energía eléctrica consumida	1.585.047	1.484.742	Consumo de energía eléctrica (Servicios auxiliares en servicio)
Electricidad vendida	18.120.932	18.934.842	Energía neta
GJ de combustible consumido	56.005.887	51.853.779	Consumo de combustibles (carbón, gas, diésel, biomasa).
Combustibles de fuentes renovables	0	0	Biomasa
Combustibles de fuentes no renovables	56.005.887	51.853.779	Carbón, gas, diésel

Entre 2018 y
2019, logramos
reducir en 7,4%
nuestro consumo
energético.





AGUA	CAPTACIÓN DE AGUA DE MAR USADA PARA ENFRIAMIENTO M3/AÑO			DESCARGA DE AGUA DE MAR USADA COMO ENFRIAMIENTO M3/AÑO		
	2017	2018	2019	2017	2018	2019
Tocopilla	396.099.931	258.249.748	271.977.234	395.847.997	258.229.522	271.976.180
Mejillones	221.249.845	208.745.575	294.926.678	194.576.106	180.978.771	269.349.017
Andina	132.419.961	126.038.835	98.893.651	132.384.706	126.022.151	98.884.083
Hornitos	169.900.777	156.893.999	133.849.259	169.900.777	156.893.999	133.835.183
IEM	(-)	(-)	184.252.793	(-)	(-)	183.533.653

GESTIÓN HÍDRICA

Frente a la situación de escasez de agua que afecta al país, en ENGIE Energía Chile impulsamos un modelo de gestión hídrica que apunta al uso responsable de este recurso.

La totalidad del recurso hídrico que utilizamos se obtiene del mar, produciendo en nuestras propias plantas los distintos tipos de agua que requiere la operación.

En los complejos de Tocopilla y Mejillones usamos tanto agua de mar como la que producen nuestras desalinizadoras. En Tocopilla, además, funciona una planta de agua potable que nos permite ser independientes de la red de distribución de la ciudad.

En 2019, aumentaron los volúmenes totales de agua descargada al mar como resultado de la entrada en operaciones de la unidad generadora IEM.

HUELLA DEL AGUA

Desde el año 2015 medimos nuestra Huella Hídrica. La medición que realizamos en 2019 para el período 2018 arrojó que la Huella Hídrica de la empresa es de 1,69 millones de m³, similar a 2017.

La medición también nos entregó las siguientes conclusiones:



AGUA REUTILIZADA (AGUA PTAS USADA EN REGADÍO DE ÁREAS VERDES) M3/AÑO			AGUA DE ALIMENTACIÓN A PLANTAS DE AGUA (CAPTACIÓN AGUA DE MAR) M3/AÑO			AGUA USADA PARA HUMECTAR VERTEDERO DE CENIZAS CTT M3/AÑO		
2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019
41.295	40.350	38.685	373.757	684.272	432.681	8.626	9.000	4.384
7.476	7.713	8.742	271.211	176.602	307.928	18.398	15.323	11.620
7.462	7.257	5.938	139.067	105.154	180.305	18.365	20.722	20.778
6.962	6.929	7.220	129.732	100.390	220.343	17.132	19.784	25.264
(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	719.141	(-)	(-)	(-)

1,69
millones m³
Huella del Agua en 2018

- El consumo específico de agua de la compañía registrado para el período 2018 se redujo en 15% en comparación con el de 2017.
- Todas nuestras centrales, con excepción de la Central Laja, poseen un consumo

específico inferior al de centrales de similar tecnología.

- El consumo específico de la compañía es un 47% menor al del sector eléctrico nacional en 2017 (0,57 m3/MWh), debido a que las principales demandas de las centrales son abastecidas con agua desalada.
- Los consumos hídricos de agua azul de las centrales térmicas de Tocopilla y Mejillones no muestran una correlación directa con el proceso de generación, ya que dependen de la ocurrencia de fallas en la planta desaladora de agua.

GESTIÓN DE RESIDUOS

RESIDUOS PELIGROSOS Y NO PELIGROSOS

Nuestras operaciones producen dos tipos de residuos:

- **Residuos No Peligrosos:** Esta categoría incluye principalmente los residuos de combustión (cenizas y escorias), chatarra metálica, lana mineral y basura doméstica. Para garantizar que los residuos de combustión mantengan su condición de no peligrosos, realizamos análisis y monitoreos permanentes. En 2019, se redujeron en 2,2% respecto del año anterior.

260.983 ton
residuos enviados a vertederos

51.631 ton
cenizas recicladas

106 ton
residuos
peligrosos
recuperados



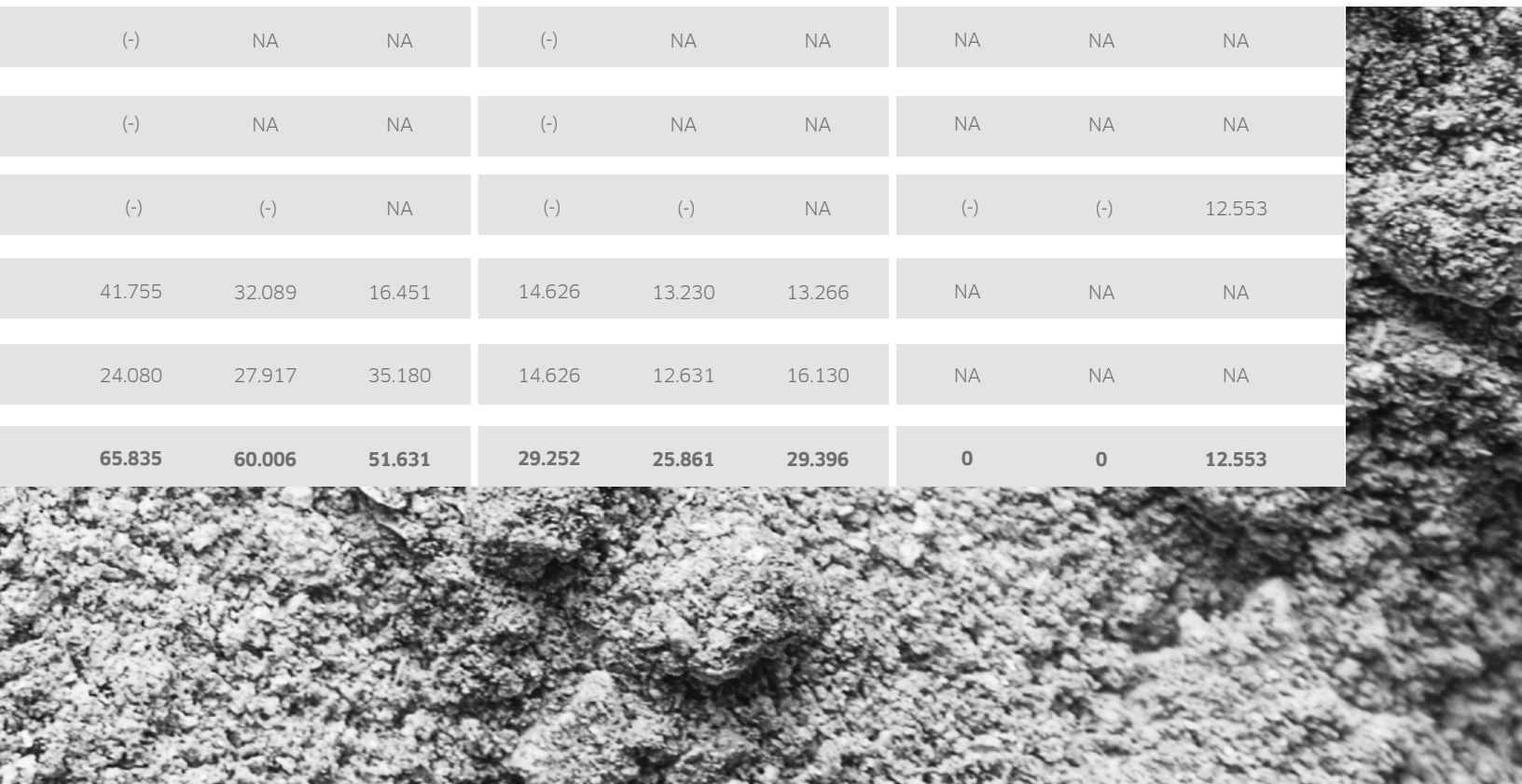
RESIDUOS SEGÚN DESTINO (EN TON)	CENIZAS ENVIADAS A VERTEDEROS			ESCORIAS ENVIADAS A VERTEDEROS		
	2017	2018	2019	2017	2018	2019
Tocopilla	118.670	81.384	16.127	9.570	9.007	1.670
Mejillones	76.582	56.964	41.968	2.109	2.507	2.311
IEM	(-)	(-)	47.927	(-)	(-)	4.249
Andina	74.502	35.222	51.962	9.876	6.884	2.515
Hornito	79.457	37.093	43.341	11.122	4.911	6.964
Total	349.211	210.663	201.325	32.677	23.309	17.709

Residuos generados durante últimos tres años (en ton)	2017	2018	2019
Industriales Peligrosos	287	608	206
Industriales No Peligrosos (incluye domésticos)	412.492	321.021	313.715

• **Residuos Peligrosos:** Este grupo incluye desechos que se entregan a empresas que los reutilizan (por ejemplo, los aceites residuales, que son usados como combustibles alternativos) y residuos que se envían a rellenos de seguridad autorizados para su disposición final. Durante el último año, el total de estos residuos bajó en 66% en comparación con 2018. Esta caída se explica por la menor generación de energía.

Cabe consignar que a fines de 2019 se inició la operación del nuevo depósito de residuos de combustión en el sector de Cerro Gris, el que reemplazó el antiguo depósito de cenizas cerca de la Central Mejillones, que ya terminó su vida útil.

CENIZAS RECICLADAS (ENVIADAS A CEMENTERAS INACESA Y POLPAICO)			CALIZA DE RECHAZO ENVIADA A VERTEDERO			YESO ENVIADO A VERTEDERO		
2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019
(-)	NA	NA	(-)	NA	NA	NA	NA	NA
(-)	NA	NA	(-)	NA	NA	NA	NA	NA
(-)	(-)	NA	(-)	(-)	NA	(-)	(-)	12.553
41.755	32.089	16.451	14.626	13.230	13.266	NA	NA	NA
24.080	27.917	35.180	14.626	12.631	16.130	NA	NA	NA
65.835	60.006	51.631	29.252	25.861	29.396	0	0	12.553



Índice GRI Standards

GRI 102: General Disclosures	Página
PERFIL DE LA ORGANIZACIÓN	
102-1 Nombre de la organización	14
102-2 Actividades, marcas, productos y servicios	14, 38, 42
102-3 Localización de la sede	2
102-4 Localización de las operaciones	2, 38,
102-5 Naturaleza de la propiedad y forma jurídica	18
102-6 Mercados servidos	38, 42, 54-55
102-7 Dimensión de la organización	14-15, 38, 87
102-8 Información sobre empleados y otros trabajadores	15, 26, 30, 87, 92, 93
102-9 Cadena de suministro	109-113, 148
102-10 Cambios significativos en la organización y su cadena de suministro	En 2019, ENGIE Energía Chile no introdujo cambios significativos en su organización o en su cadena de valor
102-11 Información sobre cómo aborda la compañía el principio de precaución	ENGIE Energía Chile cautela el principio de precaución a través de sus políticas operacionales y de un sistema de gestión integrado, que contempla estándares mundiales como las ISO 14001 y 9001, y la certificación OHSAS 18001.
102-12 Iniciativas externas	31, 72, 124
102-13 Relación de las asociaciones que integra la organización	31
ESTRATEGIA	
102-14 Declaración del Presidente	8-9, 10-11
102-15 Principales impactos, riesgos y oportunidades	8, 10, 18, 36, 41, 45-49, 54, 66, 70, 72, 74, 81-82, 84, 88, 94, 100, 108, 114, 122, 170
ÉTICA Y TRANSPARENCIA	
102-16 Valores, principios, estándares y normas de comportamiento	18, 22, 67-69, 70, 72

GRI 102: General Disclosures	Página
GOBIERNO	
102-17 Mecanismos de consulta sobre ética	21
102-18 Estructura de gobierno	23-30
102-19 Delegación de la autoridad del consejo superior de gobierno	En ENGIE Energía Chile, el Directorio es la instancia que se encarga de establecer las estrategias y políticas corporativas en sostenibilidad. En el marco de esta función, sus miembros están constantemente analizando información sobre la gestión corporativa en aspectos como personas, equidad de género, relación con la comunidad, riesgos en sostenibilidad y medio ambiente. En este último ámbito, desde 2017, reciben informes mensuales y anuales sobre la Huella de Carbono y la Huella del Agua de la compañía.
102-20 Cargos ejecutivos o con responsabilidad en aspectos económicos, ambientales y sociales	68, 101
102-21 Consulta a los grupos de interés sobre aspectos económicos, ambientales y sociales	80, 85, 89, 96, 101-104
102-22 Composición del órgano superior de gobierno y sus comités	24-26, 154
102-23 Información sobre si la persona que preside el órgano superior ocupa también un puesto ejecutivo	En ENGIE Energía Chile, el presidente del Directorio no ocupa cargos ejecutivos en la compañía.
102-25 Conflictos de interés	19-20, 154
102-26 Funciones del órgano superior de gobierno en el establecimiento del propósito, valores y estrategia	En ENGIE Energía Chile, el Directorio es la instancia que establece las estrategias y políticas corporativas en sostenibilidad. También participa en la definición de los lineamientos culturales y desde 2017 recibe informes mensuales y anuales sobre la huella de carbono y la huella del agua de la compañía.
102-27 Conocimiento colectivo del órgano superior del gobierno	Desde 2017, el Directorio recibe informes mensuales y anuales sobre la huella de carbono y la huella del agua de la compañía. Los miembros de esta instancia, además, se capacitan todos los años en temas como prevención del delito, libre competencia, anticorrupción y gestión de riesgos, entre otros aspectos.
102-29 Identificación y gestión de los impactos económicos, ambientales y sociales	80, 88, 94, 100, 108, 114, 122
102-30 Eficacia de los procesos de gestión del riesgo	244
102-32 Función del órgano superior de gobierno en el Reporte de Sostenibilidad	En ENGIE Energía Chile, el Directorio es la instancia que valida y aprueba los contenidos de los Reportes integrados de la empresa, documentos a través de los cuales se entrega la información sobre el desempeño en sostenibilidad de la compañía.

GRI 102: General Disclosures	Página
PARTICIPACIÓN DE LOS GRUPOS DE INTERÉS	
102-40 Lista de los grupos de interés	70-71
102-42 Identificación y selección de los grupos de interés	70-71
102-43 Enfoques para la participación de los grupos de interés	70-71, 80, 85, 89, 96, 101-104
102-44 Aspectos claves y preocupaciones surgidas	80, 85, 89, 96, 101-104
PRÁCTICAS DE REPORTE	
102-45 Entidades que figuran en los estados financieros consolidados	172
102-46 Definición del contenido y cobertura de cada aspecto	80-82
102-47 Lista de asuntos materiales	80-82
102-48 Reformulación de la información	78
102-49 Cambios en el reporte	78
102-50 Período objeto del reporte	2019
102-51 Fecha de último reporte	2018
102-52 Ciclo de reporte	Publicación anual
102-53 Punto de contacto para preguntas y dudas sobre el reporte	78
102-54 Opción de conformidad con el GRI Standars	78
102-55 Índice de contenidos GRI	134
102-56 Verificación externa	En ENGIE Energía Chile, una consultora externa verifica el inventario de emisiones GEI y la Huella del Agua.
Suplemento Sectorial Eléctrico	Página
EU1 Capacidad instalada	38, 42
EU2 Producción neta de energía desglosada por fuente de energía	38, 42-43
EU3 Número de clientes residenciales, industriales y comerciales	54
EU4 Longitud de líneas de transmisión y distribución	42, 50
EU5 Gestión para asegurar la disponibilidad y confiabilidad a corto y largo plazo de la electricidad	43, 45
EU6 Participación de stakeholders en el proceso de decisión relacionado con la planificación energética y proyectos en desarrollo y construcción	53, 68, 85-86, 101-103
Desempeño económico	Página
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	41, 42, 45, 48
103-2 Enfoque de gestión y componentes	47, 84, 101-104
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	47, 84, 101-104
GRI 201: DESEMPEÑO ECONÓMICO	
GRI 201-1 Valor económico directo generado y distribuido	74
GRI 201-2 Implicancias financieras y otros riesgos y oportunidades derivados del Cambio Climático	41, 42, 45, 48, 84, 89, 95, 101-104, 126-128

Impactos Económicos Indirectos	Página
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	45-49
103-2 Enfoque de gestión y componentes	45-49
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	45-49
GRI 203: IMPACTOS ECONÓMICOS INDIRECTOS	
203-2 Impactos económicos indirectos significativos	84, 101-104, 110-112
Energía	Página
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	122
103-2 Enfoque de gestión y componentes	122
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	122
GRI 302: ENERGÍA	
302-1 Consumo energético dentro de la organización	128
302-4 Reducción del consumo energético	128
Agua	Página
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	122, 130-131
103-2 Enfoque de gestión y componentes	122, 130-131
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	122, 130-131
GRI 303: AGUA	
303-1 Extracción de agua por fuente	130-131
303-2 Fuentes de agua significativamente afectadas por la extracción de agua	130-131
303-3 Agua reciclada y reutilizada	130-131
Emisiones	Página
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	122
103-2 Enfoque de gestión y componentes	122
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	122
GRI 305: EMISIONES	
305-1 Emisiones directas de GEI (alcance 1)	126
305-4 Intensidad de las emisiones de GEI	126
305-5 Reducción de las emisiones de GEI	126
305-7 Óxidos de Nitrógeno (NOx), óxidos de azufre (SOx) y otras emisiones significativas al aire	127

Efluentes y residuos	Página
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	122, 132
103-2 Enfoque de gestión y componentes	122, 132
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	122, 132
GRI 306: EFLUENTES Y RESIDUOS	
306-2 Residuos por tipo y método de eliminación	132-133
Cumplimiento Ambiental	Página
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	122
103-2 Enfoque de gestión y componentes	122
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	122
GRI 307: CUMPLIMIENTO AMBIENTAL	
307-1 Incumplimiento de la legislación y normativa ambiental	21, 123
Empleo	Página
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	84
103-2 Enfoque de gestión y componentes	84
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	84
GRI 401: EMPLEO	
401-1 Nuevas contrataciones de empleados y rotación del personal	87
Salud y Seguridad	Página
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	114-115
103-2 Enfoque de gestión y componentes	114-115
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	114-115
GRI 403: SALUD Y SEGURIDAD EN EL TRABAJO	
403-2 Tipos de accidentes y tasas de frecuencia de accidentes, enfermedades profesionales, días perdidos, absentismo y número de muertes por accidente laboral o enfermedad profesional	116

Formación y Enseñanza	Página
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	84-86, 88-91, 94-96
103-2 Enfoque de gestión y componentes	84-86, 88-91, 94-96
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	84-86, 88-91, 94-96
GRI 404: FORMACIÓN Y ENSEÑANZA	
404-1 Media de horas de formación al año por empleado	97
404-2 Programas para mejorar las aptitudes de los empleados y programas de ayuda a la transición	85-86, 89-91, 95-96
404-3 Porcentaje de empleados que reciben evaluaciones periódicas del desempeño y desarrollo profesional	96
Comunidades locales	Página
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	100
103-2 Enfoque de gestión y componentes	100
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	100
GRI 413: COMUNIDADES LOCALES	
413-1 Operaciones con participación de la comunidad local, evaluaciones de impacto y programas de desarrollo	101-107
413-2 Operaciones con impactos negativos significativos -reales o potenciales- en las comunidades locales	101-107
Cumplimiento	Página
GRI 103: ENFOQUE DE GESTIÓN	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	18-21
103-2 Enfoque de gestión y componentes	18-21
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	18-21
GRI 419: CUMPLIMIENTO	
419-1 Incumplimiento de las leyes y normativas en los ámbitos social y económico	21

Antecedentes Legales y Riesgos



DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS

ENGIE Energía Chile S.A. fue formada con aportes de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa) y de la Corporación de Fomento de la Producción (Corfo). Fue constituida por escritura pública de fecha 22 de octubre de 1981, otorgada en la notaría de don Enrique Morgan Torres, bajo la razón social de Empresa Eléctrica del Norte Grande Limitada ("Edelnor"), cuyo extracto fue inscrito a fojas 556 vuelta, N° 314 en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Antofagasta y publicado en el Diario Oficial el 7 de noviembre de 1981.

El objeto de la sociedad es la producción, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica; la compra, venta y transporte de toda clase de combustibles, ya sean éstos líquidos, sólidos o gaseosos; la prestación de servicios de consultoría en todos los ámbitos y especialidades de la ingeniería y de la gestión de empresas; y la prestación de servicios de mantención y reparación de sistemas eléctricos.

PRINCIPALES MODIFICACIONES

Desde su constitución, ENGIE Energía Chile S.A. ha experimentado varias modificaciones, siendo las más importantes las que se detallan a continuación:

Fecha escritura pública	Notaría	Inscripción
30/09/1983	Enrique Morgan Torres, Santiago.	Fojas 467, N° 244.
09/11/1988	Vicente Castillo Fernández, Antofagasta.	Fojas 1.141, N° 437.
13/03/2002	María Soledad Santos Muñoz, Antofagasta.	Fojas 8.180, N° 6.673.
02/06/2004	Fernando Opazo Larraín, Santiago.	Fojas 17.684, N° 13.314.
29/12/2009	Iván Torrealba Acevedo, Santiago.	Fojas 3.581, N° 23
04/05/2010	Iván Torrealba Acevedo, Santiago.	Fojas 22.767, N° 15.578.
30/03/2011	Iván Torrealba Acevedo, Santiago.	
09/05/2016	Iván Torrealba Acevedo, Santiago.	Fojas 34.238, N° 18.964.

Modificación	Registro	Publicación Diario Oficial
La sociedad (entonces Edelnor) se transformó en sociedad anónima abierta de duración indefinida, transada en las bolsas de valores del país.	Registro de Comercio Conservador de Bienes Raíces de Antofagasta de 1983.	03/11/1983
En Junta Extraordinaria de Accionistas se acordó dividir la sociedad a partir del 1 de julio de 1988 en una sociedad continuadora de la misma, que conserva su razón social, y tres nuevas sociedades anónimas abiertas: Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. (Elecda S.A.), Empresa Eléctrica de Iquique S.A. (Eliqsa S.A.), y Empresa Eléctrica de Arica S.A. (Emelari S.A.).	Conservador de Bienes Raíces de Antofagasta de 1988.	03/01/1989
En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con la misma fecha se acordó modificar los estatutos sociales en lo relativo al domicilio social, trasladándolo desde la ciudad de Antofagasta a la ciudad de Santiago, comuna de Las Condes.	Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago de 2002.	23/03/2002
En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el día 26 de abril de 2004, se acordó modificar el capital de la compañía con el objeto de expresar su capital social en dólares de los Estados Unidos de América.	Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago de 2004.	18/06/2004
En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 29 de diciembre de 2009, se acordó: a) Fusionar EDELNOR con Inversiones Tocopilla-1 S.A. ("Tocopilla" o la "Sociedad Absorbida"), mediante la absorción de esta última por EDELNOR. Como consecuencia se disolvió Inversiones Tocopilla-1 S.A., transmitiendo a la compañía en bloque la totalidad de sus activos y pasivos, y recibiendo sus accionistas como única contraprestación acciones que emitió EDELNOR en la forma y plazos acordados por dicha Junta de Accionistas. B) Con motivo de la fusión de la compañía con Inversiones Tocopilla-1 S.A., y conforme las bases de la misma, aumentar el capital social en la suma de US\$ 705.404.607,11 mediante la emisión de 604.176.440 nuevas acciones, sin valor nominal, de la misma serie y de igual valor que las restantes acciones de la compañía.	Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago de 2010.	22/01/2010
En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 27 de abril de 2010, se modificaron los estatutos de la compañía con el fin de sustituir el nombre de la compañía por "E.CL S.A.", pudiendo también usar o identificarse para cualquier efecto con la sigla "E.CL".	Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago de 2010.	11/05/2010
Declaró la disminución de capital social de pleno derecho.		
En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 26 de abril de 2016, se modificaron los estatutos de la compañía con el fin de sustituir el nombre de la compañía por "ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.".	Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago de 2016.	19/05/2016

TRANSACCIONES DE ACCIONES POR PARTES RELACIONADAS

Durante el año 2019 no se informaron a la administración de ENGIE Energía Chile S.A. compras de acciones de la compañía

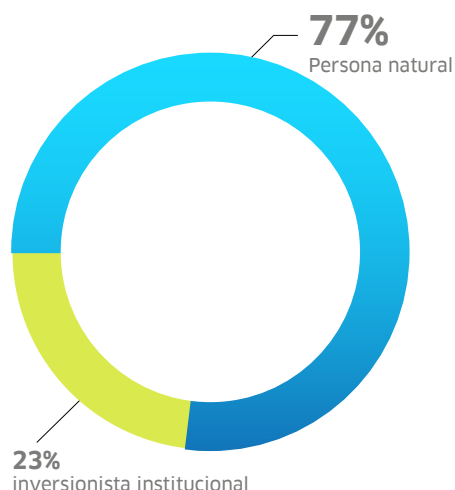
por parte de sus accionistas mayoritarios, presidente, directores, gerente general y/o principales ejecutivos.

PROPIEDAD

Nombres de los mayores accionistas al 31 de diciembre de 2019

Nombre o razón social	Número Acciones	Total Acciones %
ENGIE LATAM S.A.	555.769.219	52,76%
BANCO ITAU CORPBANCA POR CTA DE INVERSIONISTAS EXTRANJEROS	34.827.135	3,31%
BANCO SANTANDER POR CUENTA DE INV EXTRANJEROS	33.477.798	3,18%
LARRAIN VIAL S A CORREDORA DE BOLSA	25.535.066	2,42%
AFP PROVIDA S.A. PARA FDO. PENSION C	22.596.021	2,15%
MONEDA SA AFI PARA PIONERO FONDO DE INVERSION	20.511.000	1,95%
AFP CUPRUM S A FONDO TIPO A	19.693.640	1,87%
AFP HABITAT S A FONDO TIPO A	19.659.024	1,87%
AFP CUPRUM S A PARA FDO PENSION C	16.499.245	1,57%
AFP CAPITAL S A FONDO DE PENSION TIPO A	16.360.738	1,55%
AFP PROVIDA S.A. PARA FDO. PENSION B	16.158.708	1,53%
AFP PROVIDA S.A. PARA FDO. PENSION A	15.809.541	1,50%
OTROS ACCIONISTAS	256.412.641	24,34%
TOTAL ACCIONES	1.053.309.776	100,00%

Porcentaje por tipo de accionista



1.053.309.776

Número de acciones al 31 de diciembre 2019

ENGIE Energía Chile transa en la Bolsa de Comercio de Santiago, Bolsa de Valparaíso y Bolsa Electrónica.

Tipo de accionistas

Tipo de accionista	Número de accionistas	Porcentaje por tipo de accionistas	Número de acciones pagadas
Personas Naturales	1381	77%	4.482.294
Inversionista institucional	417	23%	1.048.827.482
Total	1798	100%	1.053.309.776

Transacciones en Bolsa ENGIE ENERGÍA CHILE 2019

Período	Unidades	Monto	Precio medio
1 trimestre	69.314.273	\$90.228.865.023	\$1303,87
2 trimestre	46.900.104	\$58.686.110.006	\$1255,95
3 trimestre	47.238.107	\$57.555.025.324	\$1225,26
4 trimestre	83.835.928	\$94.609.612.913	\$1119,50

ACCIONES, SUS CARACTERÍSTICAS Y DERECHO

DESCRIPCIÓN DE LA SERIE DE ACCIONES

El Capital de la Sociedad está representado por 1.053.309.776 acciones de serie única, emitidas, suscritas y pagadas, y sin valor nominal, con cotización oficial en las bolsas de valores chilenas.

POLÍTICA DE DIVIDENDOS

La política de dividendos de EECL, aprobada en la Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el 30 de abril de 2019, consiste en distribuir durante el curso de cada ejercicio, a lo menos, el dividendo mínimo obligatorio en conformidad a la ley y los estatutos sociales.

Asimismo, en la medida que la situación de los negocios sociales así lo permita y siempre teniendo en consideración los proyectos y planes de desarrollo de la Sociedad, se podrá acordar la distribución de dividendos provisorios o definitivos en exceso del dividendo mínimo obligatorio. Sujeto a la aprobación del Directorio y, en su caso, de la Junta de Accionistas, se procurará que la distribución de utilidades de cada ejercicio se lleve a cabo mediante el reparto de dos dividendos provisorios, sobre la base de los resultados de los estados financieros del segundo trimestre y del tercer trimestre, más el dividendo definitivo a repartir en el mes de mayo de cada año.

Dividendos pagados por Engie Energía Chile S.A.

Fecha de Pago	Tipo de Dividendo	Monto (en millones de US\$)	US\$ por acción
4 de mayo, 2010	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2009)	77,7	0,07370
4 de mayo, 2010	Adicional (a cuenta de resultados netos de 2009)	1,9	0,00180
5 de mayo, 2011	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2010)	100,1	0,09505
25 de agosto, 2011	Provisorio (a cuenta de resultados netos de 2011)	25,0	0,02373
16 de mayo, 2012	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2011)	64,3	0,06104
16 de mayo, 2013	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2012)	56,2	0,05333
23 de mayo, 2014	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2013)	39,6	0,03758
30 de sept. 2014	Provisorio (a cuenta de resultados 2014)	7,0	0,00665
27 de mayo, 2015	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2014)	19,7	0,01869
23 de octubre 2015	Provisorio (a cuenta de resultados 2015)	13,5	0,01280
22 de enero de 2016	Provisorio (a cuenta de resultados 2015)	8,0	0,00760
26 de mayo de 2016	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2015)	6,8	0,00641
26 de mayo de 2016	Provisorio (a cuenta de resultados 2016)	63,6	0,06038
18 de mayo de 2017	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2016)	12,8	0,01220
22 de mayo de 2018	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2017)	30,4	0,02888
25 de octubre de 2018	Provisorio (a cuenta de resultados 2018)	26,0	0,02468
24 de mayo de 2019	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2018)	22,1	0,02102
21 de junio de 2019	Provisorio (a cuenta de resultados 2019)	50,0	0,04747
13 de diciembre de 2019	Provisorio (a cuenta de resultados 2019)	40,0	0,03798

MARCAS, PATENTES, LICENCIAS, FRANQUICIAS, ROYALTIES Y/O CONCESIONES A DICIEMBRE 2019.

Marca	Solicitud	Tipo	Clases	Presentada	Estado	Nº reg	Fecha	Cobertura	Titular	Fecha Vencimiento
CTA	848564	D	37, 39, 40, 42	17/12/2008	R	1027608	02/08/2013	Servicio	Central Termoeléctrica Andina S.A.	02/08/2023
Puerto Andino	1249504	D	36	06/04/2017	R	1259247	14/09/2017	Producto y Servicio	Central Termoeléctrica Andina S.A.	14/09/2027
Puerto Andino	1249505	D	37	06/04/2017	R	1269674	15/02/2018	Producto y Servicio	Central Termoeléctrica Andina S.A.	15/02/2028
Puerto Andino	1249507	D	39	06/04/2017	R	1265467	13/12/2017	Producto y Servicio	Central Termoeléctrica Andina S.A.	13/12/2027
Puerto Andino	1249508	D	42	06/04/2017	R	1261415	18/10/2017	Producto y Servicio	Central Termoeléctrica Andina S.A.	18/10/2027
Central Termoeléctrica Andina	848563	D	37, 39, 40, 42	17/12/2008	R	873762	25/01/2010	Servicio	Central Termoeléctrica Andina S.A.	25/01/2030
Puerto de Tocopilla	979777	D	39	18/11/2011	R	945854	18/01/2012	Servicio	Electroandina S.A.	18/01/2022
EDELNOR	1037224	D	42	10/12/2012	R	1012123	18/02/2013	Servicio	Engie Energía Chile S.A.	18/02/2023
DISTRINOR	1003230	D	39	17/04/2012	R	971387	21/06/2012	Servicio	Engie Energía Chile S.A.	21/06/2022
Subestación el Cobre	842912	D	37, 39, 40, 42	29/10/2008	R	867931	26/11/2009	Servicio	Engie Energía Chile S.A.	Vencida (no es posible renovar)
	1081618	E	35, 36, 37, 38, 39, 40, 42	06/11/2013	R	1066231	27/11/2013	Servicio	Engie Energía Chile S.A.	27/11/2023
	1081624	E	35, 36, 37, 38, 39, 40, 42	06/11/2013	R	1069793	04/12/2013	Servicio	Engie Energía Chile S.A.	04/12/2023
EDELNOR	892435	D	35, 37, 39, 40	20/01/2010	R	905136	16/12/2010	Servicio	Engie Energía Chile S.A.	16/12/2020
GNE Gas Natural Esencial	1027237	M	4, 16, 35, 39, 40	28/09/2012	R	1131771	09/10/2014	Producto y Servicio	Engie Energía Chile S.A.	09/10/2024
E.CL	891537	M	35, 36, 37, 39, 40, 42	13/01/2010	R	942347	17/01/2012	Servicio	Engie Energía Chile S.A.	17/01/2022
T	811926	M	39, 40	18/03/2008	R	828494	29/05/2008	Servicio	Engie Energía Chile S.A.	29/05/2028
	809736	E	39	29/02/2008	R	838560	27/02/2008	Servicio	Gasoducto Norandino S.A.	27/02/2028
Gasoducto Norandino	942751	D	39	01/03/2011	R	917542	22/06/2011	Servicio	Gasoducto Norandino S.A.	22/06/2021
	809737	E	4	29/02/2008	R	847321	27/02/2008	Producto	Gasoducto Norandino S.A.	27/02/2028
Gasoducto Norandino	943489	D	4	08/03/2011	R	917823	30/05/2011	Producto	Gasoducto Norandino S.A.	30/05/2021
CTH	848565	D	37, 39, 40, 42	17/12/2008	R	872006	07/01/2010	Servicio	Inversiones Hornitos S.A.	Vencida (es posible renovar hasta el 18/02/2020)
Hornitos	848566	D	37, 39, 40, 42	17/12/2008	R	872007	07/01/2010	Servicio	Inversiones Hornitos S.A.	Vencida (es posible renovar hasta el 18/02/2020)
TEN S.A.	1162942	D	37, 39, 40, 42	20/07/2015	R	1232831	05/01/2017	Servicio	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	05/01/2027
TEN S.A.	1162940	M	37, 39, 40, 42	20/07/2015	R	1211970	07/07/2016	Servicio	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	07/07/2026

PRINCIPALES PROVEEDORES

REPUESTOS Y SERVICIOS PARA UNIDADES GENERADORAS

G.E. (General Electric)
ANSALDO S A
ANSALDO ENERGIA S P A AGENCIA EN CHILE
DOOSAN SKODA POWER SRO

SUMINISTRO AMONIACO

NITTRA SA

REPUESTOS Y SERVICIOS GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

Siemens S.A.

REPUESTOS UNIDADES GENERADORAS Y PUERTOS

KSB Chile S.A.
Control Components Inc. RSM (INI CSI)
EBARA INTERNATIONAL CORP
ATLAS COPCO CHILE SPA
IDE TECHNOLOGIES LTD
LIEBHERR CHILE SPA

DESCARGA DE NAVES

PUERTO DE MEJILLONES S A

ANDAMIOS

FTF SERVICIOS S.A.

TRANSPORTE DE PERSONAL

FLOTA HUALPEN LIMITADA

PROTECCIÓN INDUSTRIAL

Sociedad de Mantenimiento, Conservación, y Reparación S.A (Somacor)

OPERACIÓN INDUSTRIAL

SOC MARITIMA Y COMERCIAL SOMARCO LTDA
SK INDUSTRIAL S A
INGETEAM SPA
SERVICIOS INDUSTRIALES LIMITADA (Axinntus)
Ima Automatización Limitada

SERVICIO DE ALIMENTACIÓN AL PERSONAL

NEWREST CHILE SOPORTE LIMITADA

LEASING OPERACIONAL DE VEHÍCULOS

Compañía de Leasing Tattersall S.A.

INFORMACIÓN SOBRE HECHOS RELEVANTES O ESENCIALES

Día y hora	Entidad	Materia
27/03/2019 18:48:27	Engie Energía Chile S.A.	Junta ordinaria de accionistas, citaciones, acuerdos y preposiciones.
29/03/2019 12:48:10	Engie Energía Chile S.A.	Activos o paquetes accionarios, adquisición o enajenación Transacciones con personas relacionadas o con interés
30/04/2019 16:07:00	Engie Energía Chile S.A.	Junta ordinaria de accionistas, citaciones, acuerdos y proposiciones. Reparto de utilidades (pago de dividendos)
29/05/2019 12:40:33	Engie Energía Chile S.A.	Cambios en la administración
29/05/2019 12:47:20	Engie Energía Chile S.A.	Reparto de utilidades (pago de dividendos)
04/06/2019 10:18:08	Engie Energía Chile S.A.	Otros
27/11/2019 09:30:22	Engie Energía Chile S.A.	Reparto de utilidades (pago de dividendos)
09/12/2019 11:56:39	Engie Energía Chile S.A.	Otros
20/12/2019 20:54:36	Engie Energía Chile S.A.	Otros



RESUMEN

- **Con fecha 27 de marzo de 2019**, la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial repartir como dividendo definitivo US\$ 22.137.935,42 correspondiente a US\$ 0,0210174973 por acción, a ser aprobado en la respectiva Junta Ordinaria del día 30 de abril de 2019. A esta fecha no existen efectos distintos a los informados relacionados con este hecho.
- **Con fecha 29 de marzo de 2019**, la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial la suscripción de los contratos en virtud de los cuales se acuerda: a) La compra a Solaire Los Loros Holding SARL ("SARL") de la totalidad de las acciones de Solairedirect Generación V SpA, sociedad dueña y operadora de un parque de generación de electricidad fotovoltaico ubicado en la provincia de Copiapó, con una capacidad instalada de 54 MWp ("Parque Los Loros"), y la compra a Solaire Direct Chile Ltda. y Engie Solar SAS de la totalidad de las acciones de Solairedirect Generación Andacollo SpA, sociedad dueña y operadora de un parque de generación de electricidad fotovoltaico, con una capacidad aproximada de 1,3 MWp, ubicado en Tierra Amarilla, Región de Atacama ("Parque Andacollo").
- **Con fecha 30 de abril de 2019**, la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial las siguientes decisiones de su Junta Ordinaria de Accionistas: (a) repartir como dividendo definitivo a los accionistas con cargo al ejercicio 2018 la cantidad de US\$ 22.137.935,42 correspondiendo en consecuencia a los accionistas un dividendo de US\$ 0,02101749735 por acción; (b) designar como empresa de auditoría externa a la firma Ernst & Young Servicios Profesionales de Auditoría y Asesoría Limitada (EY). A esta fecha no existen efectos distintos a los informados relacionados con este hecho.
- **Con fecha 29 de mayo de 2019**, la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial que el Directorio tomó conocimiento de la renuncia presentada

por los señores Philip De Cnudde y Dante Dell' Elce, a los cargos de director titular y suplente respectivamente, asumiendo en su reemplazo como director reemplazante y Presidente del Directorio don Frank Demaille.

- **Con fecha 29 de mayo de 2019**, la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial que el Directorio en su sesión celebrada con fecha 28 de mayo de 2019 aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio en curso por la cantidad total de US\$ 50.000.000, lo que significa un dividendo de US\$ 0,047469416 por acción. A esta fecha no existen efectos distintos a los informados relacionados con este hecho
- **Con fecha 4 de junio de 2019**, la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial los siguientes acontecimientos: i) Al margen del proceso de descarbonización de la matriz energética impulsado por el Gobierno, la Sociedad suscribió con el Ministerio de Energía un acuerdo, denominado "Acuerdo de Retiro de Centrales Termoeléctricas a Carbón", en virtud del cual EECL manifestó su compromiso con el combate al cambio climático y al calentamiento global; ii) En virtud de lo anterior, se comunica la futura remisión de una comunicación a la Comisión Nacional de Energía solicitando autorización para proceder a la desconexión y retiro de las unidades carboneras N° 14 y N° 15 situadas en la Central Tocopilla; y iii) como consecuencia de dicho cierre, se informa la necesidad de efectuar desde esa fecha un ajuste contable negativo por menor valor de activos (asset impairment) con motivo del próximo cierre de las unidades carboneras N° 14 y N° 15 de la Central Tocopilla, por un monto neto (después del impacto positivo de impuestos) de aproximadamente US\$ 63.000.000.

Todos los acuerdos descritos anteriormente se enmarcan dentro del

proceso de transición energética hacia medios de generación renovables.

- **Con fecha 27 de noviembre de 2019**, la Sociedad informó en calidad de hecho esencial que el Directorio en su sesión celebrada con fecha 26 de noviembre de 2019 aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio en curso por la cantidad total de US\$ 40.000.000, lo que significa un dividendo de US\$ 0,0379755328 por acción. A esta fecha no existen efectos distintos a los informados relacionados con este hecho.
- **Con fecha 9 de diciembre de 2019**, la Sociedad informó en calidad de hecho esencial que el contexto de la Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre cambio climático y tras la suscripción, con fecha 4 de junio pasado, del Acuerdo de Retiro de Centrales Termoeléctricas a Carbón entre el Ministerio de Energía, la Sociedad adelantará el proceso de descarbonización de la matriz energética impulsado por el Gobierno, por lo que comunicara a la Comisión Nacional de Energía y a las demás autoridades pertinentes, la fecha de desconexión y retiro de las unidades carboneras N°1 y N°2, a contar del mes de diciembre del año 2024, anticipando así la fecha de desconexión y retiro de las Centrales, que en el Acuerdo de Retiro estaba prevista para a más tardar el año 2040.
- **Con fecha 20 de diciembre de 2019** la Sociedad informó en calidad de hecho esencial que como consecuencia del próximo cierre de las unidades N° 1 y 2, el Directorio en su sesión celebrada con esa misma fecha, tomó conocimiento de la necesidad de efectuar desde esa fecha un ajuste contable negativo por menor valor de activos (asset impairment), por un monto neto (después del impacto positivo de impuestos) de aproximadamente US\$ 70.000.000.



Malla Societaria

(Al 31 de diciembre de 2019)



ENGIE

52,76%

AFP

22,14%

60%

**Inversiones
Hornito Ltda.**

100%

Los Trigales SpA

100%

**Central
Termoeléctrica
Andina S.A. (CTA)**

100%

**Solairedirect
Generación VI SpA**

**Solairedirect
Generación IX SpA**

**Solairedirect
Generación XI SpA**

**Solairedirect
GeneraciónXV SpA**

**Solairedirect
Transmisión SpA**

**Solairedirect Minería
SpA**

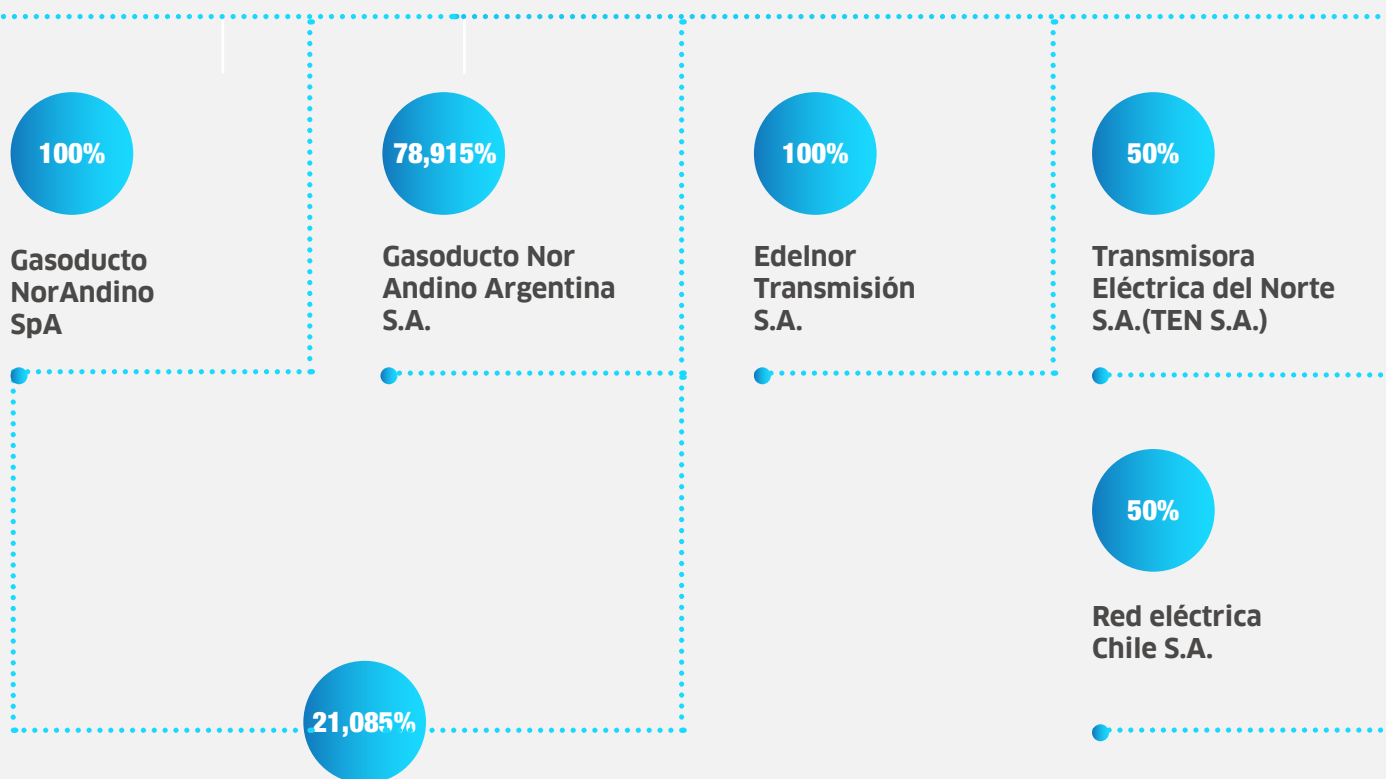
Solar Los Loros SpA

40%

**Inversiones Punta
de Rieles Ltda.**

100%

Electroandina S.A.



Gestión del Comité de Directores

En cumplimiento de las normas del artículo 50 bis de la Ley 18.046, el Directorio de la Sociedad, en su sesión N° 571 celebrada el 24 de Abril de 2018, acordó designar como integrantes del Comité de Directores a don Mauro Valdés Raczynski, don Cristián Eyzaguirre Johnston y don Claudio Iglesias Guillard, todos ellos en calidad de directores independientes; y que, en sesión del Comité celebrada con esa misma fecha, se eligió como Presidente del mismo a don Mauro Valdés Raczynski.

Durante el año 2019, el Comité de Directores se reunió regularmente y desarrolló las siguientes actividades:

(1) Examinó y se pronunció respecto de los estados financieros trimestrales de la Sociedad durante el año 2019.

(2) Se reunió con la empresa de auditoría externa de la Sociedad, así como con el Auditor Interno y Encargado de Prevención de Delitos.

(3) Revisó las operaciones con partes relacionadas que se detallan en el punto siguiente.

OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley 18.046, durante el año 2019 el Comité de Directores examinó los antecedentes relativos a las operaciones de la Sociedad con partes relacionadas a que se refiere el Título XVI de la misma ley, manifestando su opinión favorable a la aprobación de celebrar los siguientes actos y contratos:

1. Complementar el acuerdo adoptado por el Directorio en la sesión N° 579 respecto de la celebración de un contrato con **Engie Factory** para la utilización compartida de autos eléctricos por parte del personal de EECL y del grupo Engie, aprobando servicios adicionales de instalación de cargador eléctrico y caja magnética para guardar llave. (Sesión del Comité de fecha 30 de Enero de 2019).
2. Celebrar un contrato con **Engie Solaire** (SolaireDirect) para la prestación de servicios de ingeniería y construcción en relación con proyectos fotovoltaicos. (Sesión del Comité de fecha 30 de Enero de 2019).
3. Reducir el alcance del contrato con **Engie Solar** (SolaireDirect) para la prestación de servicios de ingeniería y construcción en relación con proyectos fotovoltaicos, en el sentido de contratar su asesoría únicamente para la etapa de desarrollo de los proyectos fotovoltaicos. (Sesión del Comité de fecha 5 de Marzo de 2019).

4. Aprobar el sistema de distribución de los gastos derivados de las actividades de marketing en que participe la Sociedad en conjunto con otras empresas del grupo Engie, principalmente en el contexto de la estrategia **“One Engie”**. (Sesión del Comité de fecha 26 de Marzo de 2019).
5. Aprobar la participación de la Sociedad en el proceso de licitación convocado por Codelco para el desarrollo, construcción y operación del proyecto “Suministro Agua Desalada Distrito Norte”, a través de un Consorcio en que también participa **Suez Inversiones Aguas del Gran Santiago Limitada**. (Sesión del Comité de fecha 26 de Marzo de 2019).
6. Celebrar con **Engie Services** un contrato para la instalación cargadores eléctricos de tecnología Engie en el aeropuerto de Santiago y el suministro, instalación, mantenimiento y plataforma de gestión de cargadores, en modalidad de contrato marco (Sesión del Comité de fecha 30 de Abril de 2019).
7. Celebrar un contrato marco con **Transmisora Eléctrica del Norte S.A.** para la prestación por parte de EECL de servicios administrativos en áreas de contabilidad y finanzas, asesoría legal, recursos humanos, regulación, medioambiental, tecnología e informática, control de gestión, higiene y seguridad y comunicaciones (Sesión del Comité de fecha 30 de Abril de 2019).
8. Celebrar un convenio con la empresa relacionada **Sunplicity**, perteneciente al grupo Engie Services, para el desarrollo conjunto y celebración de un contrato de construcción con Nuevo Pudahuel S.A. para la ejecución e instalación de un sistema solar fotovoltaico sobre un terminal del aeropuerto de Santiago (Sesión del Comité de fecha 28 de Mayo de 2019).
9. Celebrar un Joint Development Agreement con **Puerto Ventanas S.A.** para la operación y mantención de Puerto Andino. (Sesión del Comité de fecha 28 de Mayo de 2019).
10. Celebrar con la sociedad relacionada **ANAM** un contrato para el servicio de muestreo y análisis de residuos de la combustión y del proceso de generación de las unidades carboneras de las Centrales Mejillones y Tocopilla. (Sesión del Comité de fecha 28 de Junio de 2019).
11. Celebrar con Sociedad **GNL Mejillones S.A.** un contrato el servicio de regasificación diaria adicional, a realizarse en mes de Julio en el caso de contingencia operacional, a la tarifa pública de dicha empresa. (Sesión del Comité de fecha 28 de Junio de 2019).
12. Celebrar un convenio con la empresa relacionada **Sunplicity** para el desarrollo conjunto, construcción e instalación de un sistema solar fotovoltaico para el cliente WOM, sujeto a la aceptación de la oferta en modalidad BOOT por parte de dicho cliente y la extensión del plazo del contrato de suministro eléctrico vigente con éste. (Sesión del Comité de fecha 30 de Julio de 2019).
13. Celebrar con **Engie Services** un contrato para la adquisición, supervisión y puesta en marcha de un sistema de monitoreo de equipos de clima para el cliente Mall Plaza Antofagasta, a través del sistema de gestión de demanda energética (DSM) Follow Energy. (Sesión del Comité de fecha 30 de Julio de 2019).



14. Autorizar el pago del 50% del boleto aéreo del Gerente Corporativo de **Engie Paris**, Sr. Daniel Rossi, correspondiente a su viaje a Chile para la realización de talleres de relacionamiento comunitario en Santiago, Tocopilla y Mejillones. (Sesión del Comité de fecha 30 de Julio de 2019).
15. Celebrar un contrato con **Tuten SpA** del Grupo Engie, para el servicio de mantenimiento preventivo y correctivo de tableros eléctricos e instalación de puntos eléctricos en las oficinas de EECL en Santiago. (Sesión del Comité de fecha 30 de Julio de 2019).
16. Celebrar un contrato con **Tuten SpA** del Grupo Engie para el servicio de obras civiles menores en las oficinas de EECL en Santiago. (Sesión del Comité de fecha 30 de Julio de 2019).
17. Celebrar con **Eólica Monte Redondo S.A.** de un contrato para la prestación de servicios operacionales y administrativos que reemplace el actual contrato. (Sesión del Comité de fecha 30 de Julio de 2019).
18. Formular una oferta de venta de gas a **Engie Gas Chile SpA**, para su reventa a Codelco. (Sesión del Comité de fecha 30 de Julio de 2019).
19. Autorizar en forma expresa y general, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 171 del Reglamento de Sociedades Anónimas, la ejecución de operaciones entre personas relacionadas indicadas en el literal a) del artículo 147 de la Ley 18.046, esto es, “aquellas operaciones que no sean de monto relevante”, sin sujeción a los requisitos y procedimientos establecidos en los numerales 1) al 7) del referido artículo 147, siempre que el valor global de los actos o contratos que se realicen o celebren en cada mes no exceda del equivalente de US\$ 20.000, de forma tal que en tales casos no será necesario que el Directorio se pronuncie específicamente acerca de cada operación exceptuada, sin perjuicio de lo cual el Gerente General deberá informar al Comité de Directores las operaciones ejecutadas conforme la referida autorización. (Sesión del Comité de fecha 30 de Julio de 2019).



20. Aprobar la suscripción de un acuerdo con **Blu.e** del Grupo Engie para la extensión por un año (período Junio 2019 a Junio 2020) de la licencia sobre software de Big Data desarrollado por Blu.e para la identificación de oportunidades de mejora y optimización de operación. (Sesión del Comité de fecha 27 de Agosto de 2019).

21. Celebrar un contrato marco con **Térmika S.A. Ingeniería y Montaje** (Sunplicity) para el desarrollo conjunto e implementación de proyectos fotovoltaicos en instalaciones de clientes de EECL, actuando Sunplicity como contratista bajo modelo EPC. (Sesión del Comité de fecha 27 de Agosto de 2019).

22. Extender el contrato de colaboración vigente con **Engie Lab** con el objeto de autorizar a ésta la instalación, bajo su costo y responsabilidad, de 240 paneles solares bifaciales adicionales en la planta solar El Aguila, bajo el mismo esquema de plan piloto de los paneles solares existentes. (Sesión del Comité de fecha 27 de Agosto de 2019).

23. Contratar a la empresa de auditoría externa EY para la realización de revisiones y certificaciones requeridas en relación con los estados financieros de la Sociedad, con motivo del proceso de refinanciamiento de los bonos emitidos en los mercados internacionales mediante la recompra de los mismos y una nueva emisión de bonos bajo la modalidad “144-A” o “Reg S”. (Sesión del Comité de fecha 27 de Agosto de 2019).

24. Celebrar un contrato de transporte de gas entre EECL y **Gasoducto Nor Andino SpA** para el transporte local de dicho combustible, en calidad de ininterrumpible, desde el terminal regasificador de GNLM hasta Tocopilla u otra central generadora en Chile. (Sesión del Comité de fecha 27 de Agosto de 2019).

25. Celebrar un contrato de transporte de gas entre EECL y **Gasoducto Nor Andino SpA** para el transporte internacional de dicho combustible, en calidad de ininterrumpible, desde Pichanal hasta el paso de Jama. (Sesión del Comité de fecha 27 de Agosto de 2019).

26. Celebrar un contrato de transporte de gas entre Gasoducto Nor Andino SpA y **Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.** para el transporte internacional de dicho combustible, en calidad de interrumpible, desde Pichanal hasta el paso de Jama. (Sesión del Comité de fecha 27 de Agosto de 2019).

27. Importar gas natural desde Argentina entre los meses de Octubre de 2019 y Abril de 2020, mediante la compra a **Energy Consulting Services** de la cantidad de hasta 600.000 m3 por día. (Sesión del Comité de fecha 27 de Agosto de 2019).

28. Adjudicar a **CAM Chile SpA** el contrato para el servicio de soporte y mantenimiento de la plataforma de administración de la información de los medidores de energía utilizados para la facturación de clientes. (Sesión del Comité de fecha 26 de Septiembre de 2019).

29. Celebrar con **Transmisora Eléctrica del Norte S.A.** un contrato de compra de 7.500 aisladores para el proyecto de línea de transmisión Nueva Chuquicamata – Calama. (Sesión del Comité de fecha 26 de Septiembre de 2019).
30. Celebrar con **Engie S.A.** un contrato para el servicio de licenciamiento de productos OnPremise de Microsoft, incluyendo licencias Microsoft Project, Visio y Visual Studio. (Sesión del Comité de fecha 29 de Octubre de 2019).
31. Aprobar la cesión por parte de Solairedirect Chile Limitada a **Solar Los Loros SpA**, filial de EECL, de su posición contractual en el contrato de mantenimiento celebrado entre Solairedirect Chile Limitada y Termika Servicios de Mantención S.A. (Engie Services) para el mantenimiento preventivo y correctivo del parque fotovoltaico Los Loros. (Sesión del Comité de fecha 29 de Octubre de 2019).
32. Renovar por el plazo de un año, a partir de Enero de 2020, el contrato marco vigente con **Engie Lab** para el soporte técnico y especializado en diferentes aspectos y disciplinas tecnológicas. (Sesión del Comité de fecha 26 de Noviembre de 2019).
33. Adjudicar a **Tractebel Engineering** el contrato para la confección de bases técnicas del proceso de desmantelamiento de las unidades 12 y 13, para posteriormente estar en condiciones de licitar la ejecución del desmantelamiento (Sesión del Comité de fecha 26 de Noviembre de 2019).
34. Realizar un due diligence técnico, legal y financiero de **Eólica Monte Redondo S.A.** (EMR), con el objeto de analizar y valorizar sus activos de generación en el contexto de una potencial adquisición de dicha empresa. (Sesión del Comité de fecha 26 de Noviembre de 2019).



35. Celebrar uno o más contratos de arrendamiento por tres pisos del edificio Titanium, ubicado en Isidora Goyenechea N°2800, de la comuna de Las Condes con el objeto de cambiar el domicilio de la Sociedad, así como el subarriendo de parte de la superficie arrendada a **Transmisora Eléctrica del Norte S.A.** y a empresas relacionadas del Grupo Engie. (Sesión del Comité de fecha 26 de Noviembre de 2019).
36. Celebrar con **Engie Services** un contrato para el servicio de operación, mantención, calibración y emisión de reportes en el sistema de monitoreo continuo de emisiones (CEMS) de la unidad IEM. (Sesión del Comité de fecha 20 de Diciembre de 2019).
37. Celebrar con **Engie S.A.** un contrato para el licenciamiento de productos Microsoft Office 365 para los años 2019 a 2021, conforme con el contrato grupal de Engie. (Sesión del Comité de fecha 20 de Diciembre de 2019).
38. Contrato con **Engie S.A.** para el licenciamiento de productos corporativos como GAIA, WIPASS y conectores de seguridad, entre otros. (Sesión del Comité de fecha 20 de Diciembre de 2019).
39. Contrato con **Engie S.A.** para el licenciamiento de productos corporativos SAP S/4, HANA y Lumira. (Sesión del Comité de fecha 20 de Diciembre de 2019).



PROCEDIMIENTO PARA LA APROBACIÓN DE SERVICIOS EN CUYA CONTRATACIÓN O LICITACIÓN PUEDAN PARTICIPAR EMPRESAS RELACIONADAS

- 1.** Con ocasión de la preparación del presupuesto, las Gerencias Corporativas respectivas deberán planificar los servicios que potencialmente podrían ser prestados por empresas relacionadas.
- 2.** Al menos, trimestralmente, el gerente general presentará al Comité de Directores la lista de servicios referidos precedentemente, señalando las características del proceso de licitación que se pretende seguir en cada caso e indicando las empresas a ser invitadas a formular ofertas en cada uno de ellos. Esta presentación será sin perjuicio de la necesidad de someter el contrato licitado, en la oportunidad que corresponda, al procedimiento de aprobación descrito más adelante.
- 3.** En el caso de que eventualmente existan razones de mercado, de competencia o de calidad que justifiquen un sistema de contratación directa, el gerente general deberá presentar los antecedentes al Comité de Directores a fin de que éste manifieste su opinión al respecto, no pudiendo adjudicarse el servicio sino una vez que el Directorio así lo apruebe.
- 4.** El Comité de Directores manifestará su opinión respecto de los procesos de licitación que se le presenten, pudiendo, en el marco de sus atribuciones, efectuar recomendaciones a la administración, revisar o hacer revisar por terceros las bases de licitación respectivas, y pedir que se incluyan o excluyan ciertas empresas entre las invitadas a participar. Adicionalmente, podrá resolver que las ofertas que se presenten deberán ser dirigidas exclusivamente a uno de los directores independientes que el Comité designe especialmente para ello. Además, en el caso de servicios cuya evaluación presente mayor complejidad, podrá solicitar que tanto las bases de licitación como las ofertas recibidas sean revisadas por un tercero independiente, de manera de resguardar la competitividad y transparencia del procedimiento.
- 5.** En el caso que sea recomendable adjudicar el servicio a una empresa relacionada, el gerente general presentará al Comité de Directores el resultado de la licitación y la recomendación para su aprobación, no pudiendo adjudicarse el servicio sino una vez que el Directorio lo apruebe.
- 6.** Durante la ejecución del servicio, el gerente corporativo respectivo deberá informar periódicamente al gerente general de los avances del servicio y gastos involucrados, como asimismo de cualquier desviación del alcance o dificultad que se esté presentando, quien al menos trimestralmente deberá dar cuenta de ello al Comité de Directores.
- 7.** El proceso de aprobación en el Comité de Directores debe ser llevado por el gerente corporativo que corresponda



y una vez obtenida la aprobación se operará vía órdenes de compra por los montos aprobados por el Comité, a fin de poder llevar un adecuado control de desembolsos.

8. En general, se tratará de contratar a empresas relacionadas en base a contratos a suma alzada de los servicios y la comparación de los costos totales de ellos, procurándose evitar adjudicaciones basadas en presupuestos meramente estimativos.
9. En el caso que los procedimientos de licitación contemplen instancias de mejoramiento de ofertas, estas deberán consistir en la presentación de nuevas ofertas - o modificaciones a aquellas ya presentadas - en una misma fecha por todos los interesados seleccionados para dicha instancia, de manera de resguardar las condiciones de igualdad y competitividad entre ellos, debiendo adjudicarse el contrato a la oferta más conveniente para la Sociedad, según los criterios previstos en las bases de licitación.

REMUNERACIÓN DEL COMITÉ DE DIRECTORES Y USO DE PRESUPUESTO DE GASTOS

La remuneración determinada por la Junta Ordinaria de Accionistas para los miembros del Comité de Directores asciende a 55 UF mensuales a todo evento, además para su cometido se asignó al Comité de Directores un presupuesto de 5.000 UF anuales. Durante el ejercicio 2019 el Comité no realizó gastos con cargo a ese presupuesto.

SÍNTESIS DE COMENTARIOS Y PROPOSICIONES DE ACCIONISTAS Y DEL COMITÉ DE DIRECTORES

Durante el ejercicio 2019 no hubo comentarios o proposiciones por parte de los accionistas.

En cumplimiento de lo dispuesto por la Ley N° 18.046, en tanto, el Comité de Directores formuló las siguientes recomendaciones a los accionistas:

- (1) Aprobar la memoria del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018, el balance y demás estados financieros del ejercicio mencionado, y el informe evacuado por la empresa de auditoría externa de la sociedad para el referido ejercicio.
- (2) Designar como empresa de auditoría externa para el ejercicio 2019 a la firma EY Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías SpA y, como segunda alternativa, a Deloitte Auditores y Consultores Limitada.
- (3) Designar como clasificadoras privadas de riesgo para el ejercicio 2019 a las firmas "Feller Rate Clasificadora de Riesgo Ltda." y "Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Ltda".

Identificación de las compañías filiales y coligadas

31 de diciembre de 2019

ELECTROANDINA S.A.

Filial constituida por escritura pública de fecha 15 de mayo de 1995 en la Notaría de Santiago de don Hugo Leonardo Pérez Pousa. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 16 vta N°11 del Registro de Comercio de Tocopilla, correspondiente al año 1995 y se publicó en el Diario Oficial con fecha 18 de mayo de 1995.

Razón Social: Electroandina S.A.

Rol Único Tributario: 96.731.500-1

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada.

Capital Pagado: MUS\$ 50.445

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Directorio: Gabriel Marcuz, Axel Leveque, Fernando Valdés Urrutia, Rodrigo Cuadros Quiroz, Carlos Arias y Eduardo Milligan Wenzel.

Gerente General: Axel Levêque.

Objeto social: Generación, transmisión, comercialización de energía y otros servicios.

CENTRAL TERMOELÉCTRICA ANDINA S.A.

Filial constituida por escritura pública de fecha 20 de noviembre de 2006 en la Notaría de Santiago de don Juan Ricardo San Martín Urrejola. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 48.227, número 34.417 del Registro de Comercio de Santiago correspondiente al año 2006 y se publicó en el Diario Oficial con fecha 29 de noviembre de 2006.

Razón Social: Central Termoeléctrica Andina S.A.

Rol Único Tributario: 76.708.710-1

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada.

Capital Pagado: MUS\$ 30.000

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Directorio: Gabriel Marcuz, Axel Levêque, Fernando Valdés Urrutia, Carlos Arias y Eduardo Milligan Wenzel.

Gerente General: Axel Levêque.

Objeto social: Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

INVERSIONES HORNITOS S.A.

Filial constituida por escritura pública de fecha 15 de mayo de 1995 en la Notaría de Santiago de don Hugo Leonardo Pérez Pousa. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 16 vta N°11 del Registro de Comercio de Tocopilla, correspondiente al año 1995 y se publicó en el Diario Oficial con fecha 18 de mayo de 1995.

Razón Social: Inversiones Hornitos S.A.

Rol Único Tributario: 76.009.698-9

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada.

Capital Pagado: MUS\$ 120.000

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 60%

Directorio: Axel Levêque, Eduardo Milligan Wenzel, Luc Imschoot, Demián Andrés Talavera, Beatriz Monreal Haase, Aníbal Prieto Larraín, Mauricio Ortiz Jara, Carlos Acuña Cares, Paula Aguirre Tapia.

Gerente General: Axel Levêque.

Objeto social: Su objeto principal es la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

TRANSMISORA ELÉCTRICA DEL NORTE S.A.

TEN S.A. es una coligada constituida por escritura pública de fecha 1 de marzo de 2007, otorgada en la notaría de Santiago de Juan Ricardo San Martín Urrejola. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 9373 N°6856 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 2007 y se publicó en el Diario Oficial el día 7 de marzo de 2007.

Razón Social: Transmisora Eléctrica del Norte S.A.

Rol Único Tributario: 76.787.690-4

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada.

Capital Pagado: MUS\$ 72.876

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 50%

Directorio: Axel Levêque, Eduardo Milligan, Gabriel Marcuz, Roberto García Merino (Presidente), Eva Pagán Díaz y Angel Mahou.

Gerente General: Demián Talavera.

Objeto social: Transmisión y transporte de energía eléctrica, pudiendo al efecto explotar y desarrollar sistemas eléctricos de su propiedad o de terceros, cualquiera sea el sistema de transmisión de que formen parte y la denominación que reciban, incluyendo, por tanto, instalaciones propias de sistema de transmisión nacional dedicado, zonal y polos de desarrollo; comercializar la capacidad de transporte de las líneas de transmisión y de transformación de las subestaciones eléctricas, activos, equipos e instalaciones asociadas a dichas líneas y subestaciones; obtener y ejercer las concesiones, servidumbres y permisos respectivos necesarios para llevar a cabo el objeto social; como también efectuar prestación de servicios en el área de ingeniería eléctrica, mantención de sistemas eléctricos y gestión de empresas relacionadas con su objeto exclusivo.

EDELNOR TRANSMISIÓN S.A.

Edelnor Transmisión S.A. ("ETSA") fue creada en virtud de lo dispuesto en el artículo 7 de la Ley Eléctrica. Es una filial constituida por escritura pública con fecha 9 de diciembre de 2008, otorgada en la notaría de Santiago de Iván Torrealba Acevedo. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 59017 N°40920 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al 17 de diciembre de 2008 y se publicó en el Diario Oficial el día 22 de diciembre de 2008.

Razón Social: Edelnor Transmisión S.A.

Rol Único Tributario: 76.046.791-K

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima inscrita en el Registro de Entidades Informantes del artículo 7° de la Ley 18.045

Capital Pagado: MUS\$ 2

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Directorio: Eduardo Milligan Wenzel, Fernando Valdés Urrutia, Carlos Regolf, Carlos Arias y Gabriel Marcuz.

Gerente General: Axel Levêque.

Objeto social: Transmisión de electricidad, a través de líneas eléctricas, subestaciones eléctricas y otras instalaciones, sean estas integrantes del sistema de transmisión troncal, del sistema de subtransmisión o del sistema de transmisión adicional, propias o de terceros, en los términos dispuestos en la Ley Eléctrica y sus modificaciones.

GASODUCTO NOR ANDINO SpA

Gasoducto Nor Andino SpA. fue constituida con fecha 4 de marzo de 1997. Con fecha 12 de noviembre de 1997 se transformó en Sociedad Anónima Cerrada y cambió su razón social a Gasoducto Nor Andino S.A. ("GNA"). Posteriormente, con fecha 30 de noviembre de 2015, Gasoducto Nor Andino S.A. se transformó en Sociedad por Acciones, pasando a denominarse, en consecuencia, Gasoducto Nor Andino SpA.

Razón Social: Gasoducto Nor Andino SpA.

Rol Único Tributario: 78.974.730-K

Tipo de Entidad: Sociedad por Acciones.

Capital Pagado: MUS\$ 12.516

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Directorio: Gabriel Marcuz, Axel Levêque, Fernando Valdés Urrutia, Gustavo Schettini (Presidente), Eduardo Milligan Wenzel, Andrea Cabrera Monzón y Carlos Regolf.

Gerente General: Axel Levêque.

Objeto social: a) El diseño, construcción, dominio, operación, explotación, comercialización, financiamiento, mantención, expansión, modificación, directamente o a través de terceros, de un gasoducto emplazado entre la República Argentina y la República de Chile.
b) La compra, venta, comercialización, importación y exportación de gas natural, la prestación de servicios de transporte de dicho combustible desde la República de Chile a otros países de la región y viceversa y la exportación de servicios relacionados con las actividades antes indicadas.
c) Realizar toda clase de actos y celebrar toda clase de contratos, incluyendo la formación y participación en sociedades y la obtención de permisos, derechos y concesiones que sean necesarias para el mismo.

GASODUCTO NOR ANDINO ARGENTINA S.A.

Fecha de inscripción en el Registro Público de Comercio del Estatuto original el 1 de diciembre de 1997.

Razón Social: Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada.

Capital Pagado: El capital nominal es de 6.565.300 acciones de valor nominal 1\$ c/u, equivalentes a 1 USD c/u.

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Directorio: Axel Levêque (Presidente), Dante Dell'Elce, Gustavo Schettini, Ricardo Iglesias, Gabriel Marcuz.

Gerente General: Gabriel Marcuz.

Objeto social: Construcción, diseño, montaje, operación y explotación de gasoductos, oleoductos y poliductos en el territorio de la República Argentina y de las obras y servicios de ingeniería y equipos conexos con éstos.

ALGAE FUELS S.A.

Algae Fuels S.A. es una filial constituida por escritura pública de fecha 26 de octubre de 2010, otorgada en la notaría de Santiago de Patricio Zaldívar Mackenna. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 61.492 N° 42.775 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 2010 y se publicó en el Diario Oficial el día 18 de noviembre de 2010.

Razón Social: Algae Fuels S.A.

Rol Único Tributario: 76.122.974-5

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada.

Capital Acordado: \$ 2.038.093

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 44,5%

Directorio: Roberto Zazzali Sánchez, Lorenzo Gazmuri Schleyer, Gloria Lederman Enríquez, Anselmo Palma Pfozter, Fernando Delfau Vernet y María Loreto Massanés Vogel.

Gerente General: Juan Claudio Ilharreborde.

Objeto social: Implementación, ejecución y desarrollo de programas de investigación, desarrollo, e innovación relacionados a la producción de biocombustibles a partir de micro algas, entre otros asociados a este objeto principal.

PARQUE EÓLICO LOS TRIGALES SpA

Constitución: La Sociedad fue constituida con fecha 20 de mayo de 2014 en la Notaría de Santiago de don Eduardo Avello Concha e inscrita a fojas 38.858, bajo el número 24.133 en el Registro de Comercio de Santiago correspondiente al año 2014.

Razón Social: Parque Eólico Los Trigales SpA.

RUT: 76.379.625-K

Capital: \$973.235.052

Tipo de Sociedad: Sociedad por Acciones.

Participación: 100% ENGIE Energía Chile S.A.

Directorio: La administración de esta sociedad es ejercida a través de los apoderados de ENGIE Energía Chile S.A.

Gerente General: Axel Levêque.

Objeto: La gestión, desarrollo e inversión en todo tipo de proyectos de energías renovables en Chile, ya sea por cuenta propia o de terceros; y la generación, transmisión, distribución, transporte, transformación, adquisición, suministro, compra y venta de energía eléctrica de cualquier naturaleza, en especial renovable.

SOLAIREDIRECT GENERACIÓN VI SpA

Constitución: La Sociedad fue constituida con fecha 31 de agosto de 2012 en la Notaría de Santiago de don Eduardo Avello Concha e inscrita a fojas 66.219, bajo el número 45.959 en el Registro de Comercio de Santiago correspondiente al año 2012.

Razón Social: Solairedirect Generación VI SpA

RUT: 59.169.880-K

Capital: \$100.000.

Tipo de Sociedad: Sociedad por Acciones.

Participación: 100% ENGIE Energía Chile S.A.

Directorio: La administración de esta sociedad es ejercida a través de los apoderados de ENGIE Energía Chile S.A.

Gerente General: Axel Levêque.

Objeto: Generación, transmisión, distribución, transporte, transformación, adquisición, suministro, compra y venta de energía eléctrica de cualquier naturaleza, en especial renovable.

SOLAIREDIRECT GENERACIÓN IX SpA

Constitución: La Sociedad fue constituida con fecha 28 de febrero de 2013 en la Notaría de Santiago de don Eduardo Avello Concha e inscrita a fojas 18.840, bajo el número 12.302 en el Registro de Comercio de Santiago correspondiente al año 2013.

Razón Social: Solairedirect Generación IX SpA

RUT: 76.267.537-4

Capital: \$100.000.

Tipo de Sociedad: Sociedad por Acciones.

Participación: 100% ENGIE Energía Chile S.A.

Directorio: La administración de esta sociedad es ejercida a través de los apoderados de ENGIE Energía Chile S.A.

Gerente General: Axel Levêque.

Objeto: Generación, transmisión, distribución, transporte, transformación, adquisición, suministro, compra y venta de energía eléctrica de cualquier naturaleza, en especial renovable.

SOLAIREDIRECT GENERACIÓN XI SpA

Constitución: La Sociedad fue constituida con fecha 11 de abril de 2013 en la Notaría de Santiago de don Eduardo Avello Concha e inscrita a fojas 30.412, bajo el número 20.234 en el Registro de Comercio de Santiago correspondiente al año 2013.

Razón Social: Solairedirect Generación XI SpA

RUT: 76.534.501-4

Capital: \$100.000.

Tipo de Sociedad: Sociedad por Acciones.

Participación: 100% ENGIE Energía Chile S.A.

Directorio: La administración de esta sociedad es ejercida a través de los apoderados de ENGIE Energía Chile S.A.

Gerente General: Axel Levêque.

Objeto: Generación, transmisión, distribución, transporte, transformación, adquisición, suministro, compra y venta de energía eléctrica de cualquier naturaleza, en especial renovable.

SOLAIREDIRECT GENERACIÓN XV SpA

Constitución: La Sociedad fue constituida con fecha 11 de abril de 2013 en la Notaría de Santiago de don Eduardo Avello Concha e inscrita a fojas 30.411, bajo el número 20.233 en el Registro de Comercio de Santiago correspondiente al año 2013.

Razón Social: Solairedirect Generación XV SpA

RUT: 76.534.502-2

Capital: \$100.000.

Tipo de Sociedad: Sociedad por Acciones.

Participación: 100% ENGIE Energía Chile S.A.

Directorio: La administración de esta sociedad es ejercida a través de los apoderados de ENGIE Energía Chile S.A.

Gerente General: Axel Levêque.

Objeto: Generación, transmisión, distribución, transporte, transformación, adquisición, suministro, compra y venta de energía eléctrica de cualquier naturaleza, en especial renovable.

SOLAIREDIRECT TRANSMISIÓN SpA

Constitución: La Sociedad fue constituida con fecha 15 de abril de 2013 en la Notaría de Santiago de don Eduardo Avello Concha e inscrita a fojas 31.712, bajo el número 21.197 en el Registro de Comercio de Santiago correspondiente al año 2013.

Razón Social: Solairedirect Transmisión SpA

RUT: 76.274.746-4

Capital: \$100.000.

Tipo de Sociedad: Sociedad por Acciones.

Participación: 100% ENGIE Energía Chile S.A.

Directorio: La administración de esta sociedad es ejercida a través de los apoderados de ENGIE Energía Chile S.A.

Gerente General: Axel Levêque.

Objeto: Transmisión, distribución y transformación de energía eléctrica, explotación, uso, usufructo y arrendamiento de líneas eléctricas por cuenta propia o ajena.

SOLAIREDIRECT MINERÍA SpA

Constitución: La Sociedad fue constituida con fecha 30 de mayo de 2012 en la Notaría de Santiago de don Eduardo Avello Concha e inscrita a fojas 37.410, bajo el número 26.287 en el Registro de Comercio de Santiago correspondiente al año 2012.

Razón Social: Solairedirect Minería SpA

RUT: 76.243.585-3

Capital: \$100.000.

Tipo de Sociedad: Sociedad por Acciones.

Participación: 100% ENGIE Energía Chile S.A.

Directorio: La administración de esta sociedad es ejercida a través de los apoderados de ENGIE Energía Chile S.A.

Gerente General: Axel Levêque.

Objeto: Reconocimiento, exploración, desarrollo y explotación de concesiones mineras y demás derechos de esta clase y conexos que conformen su patrimonio, así como de los que en el futuro adquiriera a cualquier título.

SOLAR LOS LOROS SpA

Constitución: La Sociedad fue constituida con fecha 31 de agosto de 2012 en la Notaría de Santiago de don Eduardo Avello Concha e inscrita a fojas 66.137 bajo el número 45.926 Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 2012.

Razón Social: Solar Los Loros SpA

RUT: 76.247.976-1

Capital Pagado: MUS\$ 52.120

Tipo de Sociedad: Sociedad por Acciones.

Participación: 100% ENGIE Energía Chile S.A.

Directorio: La administración de esta sociedad es ejercida a través de los apoderados de ENGIE Energía Chile S.A.

Gerente General: Axel Levêque.

Objeto social: Distribución, transmisión, generación, transporte y suministro de energía eléctrica o de cualquier naturaleza, en especial energía renovable ya sea de fuente solar, eólica, hidráulica u otra.



Factores de Riesgo

El sector de energía está sujeto a diversas y cambiantes condiciones económicas, políticas, sociales y competitivas. Como parte del desarrollo normal del negocio, nuestra compañía se encuentra expuesta a una serie de factores de riesgo, tanto operacionales como financieros, que pueden impactar nuestro desempeño y condición financiera, y que son monitoreados periódica y cercanamente por las Áreas de Finanzas y de Riesgos y Seguros de la empresa.

En ENGIE Energía Chile tenemos establecido procedimientos de Gestión de Riesgos en donde se describen la metodología de evaluación y análisis de riesgos, incluyendo la construcción de la matriz de riesgos que es actualizada y revisada semestralmente. Adicionalmente, el monitoreo del avance de los planes de acción es realizado de forma permanente.

La gestión de riesgos es presentada al Directorio de la Compañía anualmente. La estrategia de gestión de riesgos financieros de la Compañía está orientada a resguardar la estabilidad y sustentabilidad de ENGIE Energía Chile en relación con todos aquellos componentes de incertidumbre financiera o eventos de riesgos relevantes.



A continuación, se resume la gestión de riesgos de la sociedad y sus filiales, agrupados en:

1. Riesgos relacionados con el negocio

2. Riesgos vinculados a la situación país

3. Riesgos de mercado

4. Riesgos que representen un daño reputacional

5. Riesgos a los cambios del marco regulatorio.



1. RIESGOS RELACIONADOS AL NEGOCIO

PROCESO DE DESCARBONIZACIÓN

Nuestro negocio enfrenta riesgos producto de los esfuerzos para promover la descarbonización tanto global como nacional, y producto de la creciente demanda de energía generada no convencionalmente. Además, las posibles acciones legislativas y normativas para abordar el cambio climático y temas ambientales podrán tener un impacto importante en nuestra industria y negocio.

El gobierno chileno ha emprendido una política de apoyar las fuentes de generación de energía renovables, para reducir su dependencia del carbón como fuente de producción de energía eléctrica. En relación con esta política, la Agenda Energética del gobierno anterior declaró que al menos el 70% de la generación de energía eléctrica hacia el año 2050 debería provenir de fuentes renovables. El marco regulatorio actual establece que un 20% de la energía eléctrica deberá provenir de fuentes renovables no convencionales hacia el año 2025.

Nuestra compañía ha sido un activo participante de todas las instancias y mesas de trabajo convocadas por el Gobierno. En 2019 anunciamos el calendario de cierre de seis unidades a carbón para el período 2019-2024, en el marco de nuestro Plan de Descarbonización. Este programa involucra un plan de rotación de los activos que conlleva reemplazar generación térmica por energía renovable, así como una serie de iniciativas dirigidas a mitigar el impacto social que implica este recambio; entre ellas, la menor capacidad de generar empleo de los activos renovables. Al término de 2024 habremos desconectado del sistema 800 MW a carbón provenientes de las unidades 12 y 13 del Complejo Térmico Tocopilla (junio 2019), de las unidades 14 y 15 del Complejo Tocopilla (2021) y de las unidades CTM1 y CTM2 del Complejo Térmico Mejillones (2024). En el mismo

plazo, ingresaremos los primeros 417 MW de energías renovables **(Más información páginas 45 a 49).**

Existen diversas iniciativas tramitándose en el congreso nacional que podrían derivar en limitaciones o prohibiciones aún más estrictas en relación con las plantas de generación eléctrica a base de carbón y su producción futura. Si bien nos encontramos abocados en encontrar formas de acelerar nuestro proceso de descarbonización, mediante el cierre o reconversión de las unidades remanentes, iniciativas legales de esta naturaleza se traducirían en futuras pérdidas por deterioro en el valor de nuestros activos así como en necesidades adicionales de inversión en activos renovables para honrar nuestros contratos de suministro.

COMBUSTIBLES Y CADENA DE SUMINISTRO

• Disponibilidad o interrupciones en la cadena de suministro de combustibles.

Importamos, o compramos de distribuidores locales, que a su vez importan, una porción significativa de nuestro suministro de combustibles a través de contratos de corto, mediano y largo plazo, haciéndonos vulnerables a insuficiencias de suministro o a potenciales incumplimientos de parte de nuestros proveedores. Asimismo, adquirimos una porción significativa del carbón, gas natural y otros combustibles de un número limitado de proveedores. Si cualquiera de nuestros proveedores relevantes sufre una disrupción en su cadena de producción o es incapaz de cumplir sus obligaciones bajo los contratos de suministro, podemos vernos forzados a adquirir, ya sea el mismo combustible o un sustituto a mayores precios, y podríamos no ser capaces de ajustar el precio de la electricidad vendida según los mecanismos de ajuste de tarifas incluidos en nuestros contratos con clientes.

• Riesgo de Precio de Combustibles

ENGIE Energía Chile está expuesta a la volatilidad de precios de ciertos commodities, ya que sus actividades de generación requieren un suministro continuo de combustibles fósiles, principalmente carbón, petróleo diésel y gas natural licuado con precios internacionales que fluctúan de acuerdo con factores de mercado ajenos a la compañía. Las compras de carbón se realizan en su mayoría de acuerdo con contratos anuales, cuyos precios se encuentran vinculados a indexadores tradicionales en el mercado internacional del carbón. Las compras de petróleo diésel y ciertas compras de gas natural licuado se realizan con precios basados en los valores internacionales del petróleo (WTI o Brent). Asimismo, la compañía cuenta con contratos de compra de gas natural licuado a largo plazo con precios vinculados a Henry Hub.

Adicionalmente, el precio de los combustibles es un factor clave para el despacho de centrales de generación termoeléctrica, el costo medio de generación de la compañía y los costos marginales del sistema eléctrico en que ella opera. La compañía ha tenido como política introducir en sus contratos de venta de electricidad, mecanismos de indexación de precio sobre la base de las fluctuaciones de precios de los combustibles relevantes en la determinación de sus costos variables de operación. De esta forma, la compañía ha procurado alinear sus costos de abastecimiento con los ingresos asociados a sus ventas de energía contratada. Sin embargo, la compañía, en su plan de transformación energética, ha considerado privilegiar la indexación de tarifas a la variación de los índices de precios al consumidor por sobre la indexación a precios de combustibles, especialmente a partir del año 2021, con lo que podría temporalmente aumentar su exposición al riesgo de precios de commodities hasta el

momento en que cuente con una base de activos de generación renovable suficiente para respaldar los contratos de suministro indexados a la inflación. La empresa ha tomado contratos de productos derivados para cubrir las exposiciones de sus resultados y flujos de caja ante la volatilidad de precios de los combustibles. Por ello su exposición al riesgo de commodities se encuentra mitigada en gran medida, por lo que no se realizan actualmente análisis de sensibilidad.

CLIENTES

• Dependencia de un número limitado de clientes que representan un volumen significativo de nuestra ventas.

En nuestro negocio de venta de energía eléctrica dependemos de la capacidad y disposición de un número limitado de grandes clientes de cumplir sus compromisos contractuales para con nosotros en forma oportuna. Si alguno de estos clientes no pudiere o se negare a cumplir sus obligaciones de pago, nuestro flujo de caja y nuestra condición financiera podrían verse afectados. Adicionalmente, si alguno de estos clientes entrare en situación de insolvencia, nuestra capacidad de recuperar los pagos debidos bajo los contratos de suministro podría verse limitada. Por otra parte, no podemos asegurar que seríamos capaces de renovar los contratos de suministro con clientes relevantes a su vencimiento o de renovarlos en condiciones que resulten ser al menos igualmente favorables que las actuales para nuestra compañía. La Compañía ha evaluado que la concentración de riesgo con respecto a los deudores por venta califica como nivel aceptable, ya que los clientes son principalmente grandes compañías mineras y compañías generadoras y distribuidoras de electricidad de elevada solvencia.

• Impacto de la caída en el precio del cobre en nuestros principales clientes.

Aproximadamente un 48% de nuestra venta física de energía en el año 2019 corresponde a clientes productores de cobre, cuya condición financiera depende en gran medida del precio internacional del cobre. Históricamente, los precios del cobre han estado sujetos a fluctuaciones y han estado afectados por factores ajenos al control de nuestros clientes, tales como condiciones políticas y económicas internacionales, niveles de oferta y demanda, la disponibilidad y costo de productos sustitutos, niveles de inventarios y diversas acciones de los agentes de los mercados de commodities. Si bien nuestros clientes están entre los mayores productores de cobre a nivel mundial, caídas sostenidas en los precios del cobre o caídas prolongadas en la demanda por cobre podrían tener impactos adversos en los ingresos y resultados financieros de muchos de nuestros clientes quienes podrían verse forzados a reducir o suspender algunas de sus operaciones mineras lo que podría tener un efecto adverso en su demanda por electricidad y su capacidad de cumplir con sus obligaciones financieras bajo nuestros contratos de suministro de energía y potencia.

• Planes de expansión de capacidad instalada y de nuestros clientes

Históricamente, los aumentos en la demanda por electricidad en Chile han estado correlacionados con el desarrollo de grandes proyectos mineros. La creciente preocupación por el calentamiento global y la escasez de agua también han contribuido a limitaciones y regulaciones ambientales más estrictas para la industria minera, resultando en desafíos relevantes para el desarrollo de grandes proyectos mineros. Hemos respondido a los requerimientos de nuestros clientes en términos de la reducción de su propia huella de carbono

mediante la renegociación de nuestros contratos de suministro de electricidad, cambiando la indexación de tarifas y las fuentes de suministro. En caso de firmar un contrato de suministro con un proyecto minero en desarrollo, posibles fallas de nuestros clientes en completar la construcción de su nuevo proyecto podrían resultar en la incapacidad de honrar sus compromisos de demanda contratada bajo sus contratos de suministro de electricidad o en la terminación anticipada de dichos contratos. Si bien habitualmente este tipo de contratos está respaldado por garantías, podríamos quedar expuestos a la venta de electricidad en el mercado spot o a buscar contratos alternativos, lo que podría tener resultados adversos en nuestra condición financiera y nuestros resultados operacionales.

- **Multas por fallas en nuestro suministro a clientes.**

En Chile, la Sociedad está expuesta a multas por infracción de las normativas vigentes, incluyendo apagones totales o parciales del sistema eléctrico y/o demora en restaurar la energía después de aquello. Estas multas se podrán imponer a todas las compañías eléctricas que participan en el SEN cuando el apagón del sistema es producto de un error operativo de cualquier empresa generadora u operadora del sistema de transmisión, incluyendo las fallas relacionadas con la coordinación de las obligaciones de los participantes del sistema. Las compañías generadoras también podrán verse obligadas a pagar indemnizaciones a los clientes no regulados o a los regulados afectados por escasez de suministro eléctrico.

- **Suministro de electricidad a clientes regulados.**

Las compañías generadoras que suministran electricidad a los clientes regulados están expuestas a otros riesgos. Adicionalmente, el 45% de nuestras

ventas de electricidad en dólares de Estados Unidos se hacen a compañías de distribución reguladas. En primer lugar, una compañía generadora que celebra contratos de suministro con clientes Regulados tiene la obligación de realizar pagos compensatorios a los clientes Regulados afectados por fallas de suministro cuando dichas fallas sean atribuibles a la compañía generadora. Por ejemplo, si una compañía generadora no puede cumplir sus contratos de suministro con clientes Regulados durante los períodos en que se encuentre vigente un decreto de racionamiento, tiene la obligación de indemnizar a dichos clientes por la escasez de energía resultante. Esto contrasta con los contratos de suministro con los clientes no regulados, los cuales requieren indemnización solamente si se estipula en el contrato de suministro.

Además, las compañías generadoras que tienen contratos de suministro con clientes Regulados no podrán invocar fuerza mayor según dichos contratos cuando se haya promulgado un decreto de racionamiento, sea como consecuencia de una sequía, de una falla de las unidades generadoras o de la falta de gas transportado por ductos internacionales. Por ende, a diferencia de los contratos de suministro con clientes No Regulados, la parte suministradora de un Contrato de Suministro con Clientes Regulados asume un mayor riesgo proveniente de la ocurrencia de dichos eventos de fuerza mayor.

- **Juicios, arbitrajes u otras contingencias.**

Vendemos electricidad bajo contratos a grandes clientes mineros e industriales. Adicionalmente, firmamos otros contratos comerciales y legales en el curso normal de nuestro negocio. La interpretación y aplicación de ciertas provisiones o cláusulas en nuestros contratos podría dar lugar a desacuerdos o disputas entre nosotros y nuestros clientes, proveedores u otras contrapartes.



• **Riesgos relacionados con restricciones en sistemas de transmisión.**

Nuestras centrales están conectadas al sistema principal de Chile, el SEN. Suministramos la energía utilizando las líneas de transmisión existentes a las que por ley existe un acceso abierto. En consecuencia, podemos despachar energía a una subestación, pero nuestros clientes podrán retirarla en otra subestación más cerca de sus instalaciones. También dependemos de servicios entregados por terceros que poseen o controlan las líneas de transmisión y subestaciones que utilizamos para entregar energía. En el evento que se impongan restricciones de transmisión debido a condiciones técnicas o de diseño, nuestra capacidad de suministrar energía a nuestros clientes podrá verse limitada, lo que podrá afectar de manera importante nuestro negocio y condición financiera.

NUEVOS PROYECTOS

• **Retrasos o sobrecostos en la construcción o en la entrada en operaciones de nuestros nuevos proyectos.**

Retrasos en la construcción o en la entrada en operación comercial de nuevos proyectos podría afectar nuestro negocio en forma adversa, si bien contamos con seguros y cláusulas de protección en nuestros contratos con proveedores y contratistas. Entre los factores que podrían impactar nuestra capacidad de construir o comenzar operaciones de nuevos proyectos podemos mencionar (i) retrasos en la obtención de permisos, incluyendo permisos ambientales y sectoriales; (ii) fallos legales adversos sobre aprobaciones gubernamentales ya otorgadas, tales como resoluciones de calificación ambiental, (iii) escasez

o aumentos en el precio de equipos, materiales o personal; (iv) incapacidad de los contratistas para terminar las obras principales o auxiliares en las fechas acordadas; (v) oposición de grupos políticos, ambientales o étnicos, tanto locales como internacionales; (vi) huelgas; (v) cambios políticos y regulatorios adversos en Chile; (viii) condiciones meteorológicas adversas; (ix) condiciones geológicas adversas y (x) desastres naturales, accidentes u otros eventos imprevistos.

• Inversiones de capital requeridas

Nuestro negocio tiene un coeficiente alto de capital. Se requerirán gastos de capital importantes para construir, reparar, reemplazar y mejorar nuestras instalaciones de generación, transmisión y transporte de energía. También la respuesta a aumentos de competencia, la satisfacción de nuevas demandas de clientes y el mejoramiento de las capacidades de nuestras instalaciones de generación, transmisión y transporte de energía podrán provocar un aumento de nuestros gastos de capital necesarios a futuro.

TECNOLOGÍA Y CIBERSEGURIDAD

• Cambio tecnológico y una mayor competencia:

Gracias a la evolución tecnológica, el costo de desarrollo de proyectos de energía eólica y solar ha disminuido en forma significativa en años recientes en comparación con las tecnologías termoeléctricas o hidroeléctricas tradicionales. Esta es una de las principales razones de un incremento en la competencia, la que también ha llevado a una disminución en los precios de la energía ofrecidos en las últimas licitaciones de suministro de energía conducidas por el gobierno chileno por cuenta de las compañías de distribución eléctrica.

• Informáticos o de ciberataques.

Los riesgos de la seguridad de la información han aumentado en general en los últimos años producto de la proliferación de nuevas tecnologías y la mejor sofisticación y actividades de los ciberataques, además del aumento de conexiones de equipos y sistemas a la internet. En el evento de un ciberataque, se podrían interrumpir nuestras operaciones comerciales, lo cual podrá provocar pérdidas y costos de respuesta, además de litigios y daños a nuestra reputación. Un ciberataque podrá afectar adversamente nuestros negocios, resultados operacionales y condición financiera.

RIESGOS RELACIONADOS CON FALLAS MECÁNICAS, ELÉCTRICAS O ACCIDENTES QUE PUEDAN AFECTAR LA DISPONIBILIDAD DE NUESTROS ACTIVOS PARA SUMINISTRAR ENERGÍA.

Realizamos mantención periódica y mejoras operacionales para garantizar la disponibilidad comercial de nuestras centrales y contamos con seguros con coberturas por daño físico y lucro cesante. Sin embargo, podrían ocurrir fallas mecánicas o eléctricas o accidentes que podrían provocar períodos de indisponibilidad de suministro. Períodos largos de inoperatividad de nuestras centrales eléctricas podrán tener un impacto adverso en nuestro desempeño financiero porque podríamos vernos obligados a comprar electricidad en el mercado spot a un precio más alto, o a suplir esta falta de disponibilidad aumentando la energía producida por nuestras centrales que operan a costos más altos para poder cumplir nuestras obligaciones contractuales. Para gestionar este riesgo la compañía contrata seguros para cubrir tanto daño físico como lucro cesante derivados de eventos de interrupción de nuestros servicios.

2. RIESGOS RELACIONADOS AL PAÍS

SITUACIÓN SOCIAL Y ECONÓMICA DEL PAÍS.

Nuestro negocio, resultados operacionales y condición financiera dependen de manera considerable de las condiciones económicas imperantes en Chile. Adicionalmente, las condiciones económicas en Chile dependen sustancialmente de la exportación de materias primas como el cobre, dependiendo dichas exportaciones, a su vez, de precios internacionales. A medida que los precios bajan, disminuyen las exportaciones de cobre, lo cual reduce la demanda eléctrica de nuestros clientes mineros, pudiendo impactar negativamente nuestras ventas y resultados operacionales. En particular, las ventas eléctricas de algunas de nuestras filiales dependen de la industria minera, especialmente la industria de minería de cobre.

Además, cambios de las condiciones sociales, políticas, normativas y económicas o de las leyes y políticas que rigen el comercio exterior, la fabricación, desarrollo e inversión en Brasil, Estados Unidos, Asia y Europa, entre otras naciones y regiones, junto con las crisis e incertidumbres políticas en otros países de América Latina, podrán afectar de manera negativa el crecimiento económico de Chile y los países vecinos y en consecuencia, tener un efecto adverso en nuestro negocio.

DESASTRES NATURALES

Los desastres naturales podrían dañar nuestras centrales eléctricas, afectar adversamente nuestra capacidad de generación y aumentar nuestros costos de producción. Si ocurrieran dichas dificultades operativas, podríamos vernos

en la necesidad de comprar energía en el mercado spot o celebrar contratos de suministro adicional con el fin de cumplir nuestras obligaciones contractuales, todo lo cual podría impactar negativamente nuestra condición financiera y resultados operacionales. Chile se encuentra en un área sísmica que expone nuestras instalaciones a terremotos. Para mitigar los potenciales efectos de este riesgo, la administración de la sociedad toma las medidas que considera pertinentes, como contratación de pólizas de seguros de propiedad y lucro cesante, preparación de planes de evacuación coordinados con las autoridades, simulacros, sitios de contingencias y otras medidas de continuidad del negocio.

CRISIS SANITARIAS: EPIDEMIAS, ENDEMIAS, PANDEMIAS

Una crisis sanitaria, ya sea en la forma de epidemia o pandemia podría tener efectos adversos en nuestro personal, nuestras operaciones, la demanda de energía y la capacidad de pago de nuestros clientes, entre otros múltiples efectos que podrían impactar negativamente nuestra condición financiera y resultados operacionales. En caso de una crisis sanitaria relevante, la Compañía dispone la formación inmediata de un Comité de Crisis e implementa planes de contingencia con todas las medidas sanitarias correspondientes en los sitios, cumpliendo con las disposiciones de la autoridad, para asegurar la salud y bienestar de nuestros colaboradores. De la misma forma, se hace seguimiento de las acciones tomadas por nuestras empresas contratistas y proveedores y se exige el cumplimiento de los estándares necesarios para mantener seguros a sus respectivos trabajadores. En caso de una

crisis sanitaria, privilegiamos tres líneas de acción: asegurar el bienestar de nuestros trabajadores; asegurar la continuidad operacional de nuestra empresa, fundamental para mantener el suministro eléctrico del país; y coordinarnos de la mejor forma posible con nuestros grupos de interés, como accionistas, clientes, proveedores y comunidades, para mantener un diálogo directo y colaborar con cada uno de ellos en lo que sea posible. La Compañía cuenta con altos niveles de digitalización y un gran porcentaje de sus colaboradores están en condiciones de trabajar en forma remota y así evitar contagios y propagación del virus. Una pandemia puede dar lugar a una crisis financiera internacional que podría afectar negativamente nuestra capacidad para obtener financiamientos en el mercado financiero o bien afectar los costos de financiamiento. Además, podría afectar al comercio internacional con impactos en suministros relevantes para asegurar nuestra operación y construcción de proyectos de inversión. Con posterioridad a la fecha de cierre de esta Memoria Integrada, el 3 de marzo de 2020, se registró el primer caso de Corona virus o COVID-19 en Chile. El 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud reconoció oficialmente al Corona virus como una pandemia. A la fecha de esta Memoria Integrada, aún se desconocen los impactos sanitarios y socioeconómicos de esta pandemia y los efectos que tendrá sobre nuestras operaciones y resultados, los que informaremos periódicamente en nuestros comunicados trimestrales.

EXPOSICIÓN A LA INFLACIÓN

Chile ha experimentado altas tasas de inflación en el pasado. Aunque dichas tasas han estado relativamente bajas en los últimos años, no podemos asegurar que esta tendencia continúe. Es posible que las medidas que el gobierno chileno adopte

para controlar la inflación restrinjan la disponibilidad de créditos e impidan el crecimiento económico. Es también posible que la inflación aumente alguno de nuestros costos y gastos y, a pesar de que nuestros contratos de suministro están indexados parcialmente al IPC de EE.UU., podría ser que no podamos transferir el total de dichos aumentos a nuestros clientes, lo cual podría provocar un efecto adverso en los resultados de la sociedad.

RIESGOS RELACIONADOS CON REGÍMENES TRIBUTARIOS.

El 29 de septiembre de 2014, la Ley N° 20.780 (modificada por la Ley N° 20.899, la “Reforma Tributaria 2014”) fue publicada en el Diario Oficial de Chile, la cual introdujo cambios significativos al sistema tributario de Chile y consolidó las facultades del SII para controlar e impedir que se eviten impuestos. La Reforma Tributaria 2014 introdujo cambios al sistema de impuestos a la sociedad al permitir la coexistencia de regímenes tributarios alternativos: (i) el régimen parcialmente integrado y (ii) el régimen de renta atribuida. En nuestra calidad de sociedad anónima abierta, el régimen que se nos aplicaba era el de parcialmente integrado, que implicaba una tasa de impuesto a la sociedad del 27% desde el año 2018 en adelante.

Como consecuencia de los disturbios sociales acontecidos en octubre de 2019 en Chile, el gobierno chileno y parte de la oposición lograron un acuerdo que introduce las siguientes modificaciones al proyecto de ley de reforma tributaria de 2018: (i) una nueva tasa marginal límite de 40%, en vez del 35%, para el tramo de impuestos personales; (ii) una recarga por encima de las contribuciones normales para bienes de alto valor fiscal; (iii) limitaciones graduales sobre el uso de pérdidas acumuladas como medio



para reducir los impuestos, terminando este uso definitivamente en el año 2024; (iv) la eliminación del régimen de renta atribuida, así manteniendo el régimen semi integrado como el sistema general y único de impuestos a la renta (pudiendo utilizar como crédito cualquier impuesto a la sociedad para los impuestos a la renta personal); (v) un régimen tributario especial para contribuyentes PYME (entidades con ventas anuales menores que alrededor de US\$2,6 millones), el cual incluye medidas para mejorar su crecimiento y desarrollo, por ejemplo, permitir que los dueños de PYMEs apliquen los impuestos a la sociedad como crédito en sus impuestos personales; (vi) nuevas normas tributarias para vehículos de inversión; y (vii) la eliminación de la propuesta de aumentar el beneficio especial de IVA para compañías de construcción. El acuerdo también dispone un plan de largo plazo para revisar exenciones tributarias para varios sectores económicos del cual se espera la introducción de una nueva reforma tributaria para regular, reducir o eliminar

dichas exenciones. Dado que parte de la oposición no participó en el acuerdo, la situación política respecto de estas modificaciones es incierta y por ende, es posible que se rechace todo el proyecto de ley de reforma tributaria o que se modifique de manera significativa. Por lo tanto, a la fecha de esta Memoria Integrada, no podemos asegurar que, cuando ni de qué forma se apruebe el proyecto de ley de reforma tributaria ni el efecto que pudiera tener en los resultados operacionales y condición financiera de la sociedad.

La Reforma Tributaria de 2014 también impuso un nuevo impuesto anual sobre emisiones de material particulado, NOx, SO₂ y CO₂ por establecimientos cuyas fuentes fijas, como calderas o turbinas, tienen una energía térmica individual o en su conjunto equivalente a 50 MW o más (el "Impuesto Verde"). Lo anterior se aplica a la Sociedad.

Actualmente, el Impuesto Verde aplicable a las emisiones CO₂ es de aproximadamente

US\$5,00 por tonelada emitida, en tanto que el Impuesto Verde sobre NOx, SO2 y material particulado es de aproximadamente US\$0,02 por tonelada emitida. En cada caso, la base imponible se multiplica según una fórmula que toma en cuenta el factor de dispersión del contaminante, el costo social per cápita del contaminante y la población del país. El Impuesto Verde se implementó y comenzó a devengarse sobre emisiones en el año 2017. La sociedad y sus filiales pagaron un total de US\$24,9 millones por Impuestos Verdes en abril de 2019.

El nuevo proyecto de ley de reforma tributaria presentado al Congreso chileno en agosto de 2018 contempla algunas modificaciones de las normas sobre el Impuesto Verde. La Cámara de Diputados aprobó el proyecto de ley después de ciertas modificaciones, estando pendiente la aprobación del Senado. A esta fecha, las modificaciones principales consisten en lo siguiente:

- Primero, el nuevo proyecto de ley de reforma tributaria reemplaza el límite de 50 MW para la aplicación de los Impuestos Verdes, y dispone que todo establecimiento estará sujeto al Impuesto Verde (sin importar la capacidad técnica de sus fuentes fijas) si tiene emisiones en exceso de (i) 100 toneladas de material particulado o (ii) 25,000 toneladas de CO2 por año. Por lo tanto, este proyecto de ley se focaliza en cualquier tipo de establecimiento cuyas fuentes emisoras generan material particulado, NOx, SO2 o CO2. Aunque el proyecto de ley dice específicamente que este Impuesto Verde afectará a cualquier persona o compañía que posee establecimientos cuyas fuentes emisoras generan material particulado, NOx, SO2 o CO2, los límites antes indicados solo se refieren a la generación de material particulado y CO2 para determinar si se aplica el Impuesto Verde. Es probable que esta incongruencia sea corregida

durante el debate legal del proyecto de ley. Sin embargo, hasta ahora los límites de las emisiones de NOx y SO2 no se han agregado. Esta modificación debería entrar en vigencia el 1 de enero de 2025.

- Segundo, el proyecto de ley de reforma tributaria aclara que, para efectos de calcular el Impuesto Verde, se debe tomar en cuenta todas las emisiones de material particulado, NOx, SO2 y CO2 que generan las fuentes emisoras de cada establecimiento, sin importar el límite de emisiones antes indicado para la aplicación de Impuestos Verdes.
- Tercero, el proyecto de ley permite a los contribuyentes de Impuestos Verdes como la sociedad compensar todas o parte de sus emisiones tributables mediante la implementación de proyecto de reducción de emisiones del contaminante que provoca el impuesto. Dichos proyectos serán normados por instrucciones emitidas por el Ministerio del Medioambiente. Esta modificación debería entrar en vigencia a los 3 años después de la publicación de la ley.
- Se promulgó un nuevo impuesto específico aplicable a las emisiones atmosféricas en relación con la Reforma Tributaria 2014 que entró en vigencia en 2017, venciendo los pagos iniciales en 2018. Esto podría tener un efecto negativo en nuestro negocio, condición financiera y resultados operacionales si no podemos transferir a nuestros clientes el aumento de costos relacionados con este impuesto. Un nuevo proyecto de ley de reforma tributaria que se debate actualmente en el Congreso chileno contempla modificaciones de algunos aspectos de este impuesto específico.

En este momento, la Superintendencia del Medioambiente envía en marzo de cada año al Servicio de Impuestos Internos de Chile (SII) un informe sobre la cantidad de emisiones de cada contribuyente

de Impuestos Verdes durante el año calendario anterior para que el SII determine el impuesto aplicable. Si el contribuyente de Impuestos Verdes objeta el cálculo de la Superintendencia del Medioambiente, la ley sólo contempla el recurso para oponerse al informe en la forma de un reclamo tributario general ante los Tribunales Tributarios después de la determinación del Impuesto Verde aplicable. El proyecto de ley actualmente en debate otorga a los contribuyentes de Impuestos Verdes el derecho de presentar reclamos ante los Tribunales Ambientales solicitando la revisión del cálculo de emisiones sujetas al Impuesto Verde realizado por la Superintendencia del Medioambiente. Si el tribunal ambiental dicta una sentencia que modifica el informe, el SII debe emitir una nueva determinación de impuestos.

De acuerdo con algunos de nuestros contratos de suministro, podemos transferir a nuestros clientes parte del aumento de costos producto de ciertos cambios de leyes. Sin embargo, es posible que no siempre podamos transferir a nuestros clientes todo el aumento de los costos por concepto de estos Impuestos Verdes específicos según lo dispuesto sobre cambios de ley en nuestros Contratos de Suministro. Si no podemos transferirlos a algunos de nuestros clientes existentes y futuros, podrán verse afectados nuestro negocio, condición financiera y resultados operacionales. Además, no podemos asegurar que no haya más cambios de las normas sobre Impuestos Verdes producto de las modificaciones del nuevo proyecto de ley de reforma tributaria, que no aumenten a futuro los Impuestos Verdes, ni que podamos continuar transfiriendo todo el aumento de costos conforme a nuestros Contratos de Suministro, todo lo cual podrá tener un impacto adverso e importante en nuestro negocio, condición financiera y resultados operacionales. En todo caso, nuestra estrategia de conversión de nuestro parque generador hacia fuentes renovables

de energía apunta, entre otras cosas, a reducir nuestra exposición al riesgo de aumentos en los impuestos verdes.

3. RIESGOS DE MERCADO

El riesgo de mercado es el riesgo de que el valor justo de los flujos de caja futuros de un instrumento financiero fluctúe debido a cambios en los precios del mercado. Este se compone de cuatro tipos de riesgo: riesgo de tasas de interés, riesgo de tipo de cambio, riesgo de “commodities” y otros riesgos.

Los instrumentos financieros expuestos al riesgo de mercado son principalmente préstamos y obligaciones bancarias, depósitos a plazo y fondos mutuos, e instrumentos financieros derivados.

TIPO DE CAMBIO

El riesgo de tipo de cambio es el riesgo de que el valor de un activo o pasivo (incluyendo el valor justo de los flujos de caja futuros de un instrumento financiero) fluctúe debido a las variaciones de los tipos de cambio. En el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019, EECL ha mantenido contratos de cobertura (“forwards y opciones”) con bancos con el fin de disminuir los efectos de las fluctuaciones de tipo de cambio dólar/peso, dólar/euro y dólar/unidad de fomento sobre los flujos de caja de la empresa y sus resultados financieros. Debido a que la mayor parte de nuestros ingresos, costos y deuda financiera se encuentran denominados en dólares, nuestra exposición al riesgo de fluctuaciones en los tipos de cambio se encuentra limitada. Los ingresos de la compañía están mayoritariamente denominados en dólares o se encuentran indexados a dicha moneda. En el caso de los contratos regulados con distribuidoras, la tarifa se determina en dólares y se convierte a pesos según el tipo de cambio



observado promedio mensual, por lo que la exposición al tipo de cambio de estos contratos se encuentra acotada en cuanto a su impacto en el estado de resultados de la compañía. Sin embargo, existe un impacto en el flujo de caja de la compañía relacionado con los rezagos en las publicaciones de los decretos de Precio de Nudo Promedio lo que se traduce en facturaciones mensuales a tipos de cambio distintos a los tipos de cambio mensuales estipulados en cada contrato. Si bien estas diferencias temporales se reliquidan una vez publicados los decretos de Precio Nudo Promedio, la incertidumbre con respecto al momento de la reliquidación no permite realizar una cobertura efectiva mediante instrumentos derivados. Este rezago en la recaudación de cuentas por cobrar a compañías distribuidoras por las diferencias entre los tipos de cambio efectivamente facturados y los tipos de cambio aplicables según la normativa vigente se ha visto incrementado con la aprobación de la Ley de Estabilización de Tarifas Eléctricas en noviembre de 2019.

Nuestro principal costo en pesos chilenos es el costo relativo al personal y gastos administrativos, que representa aproximadamente un 10% de nuestros costos de operación. Por lo tanto, debido a que la mayor parte de los ingresos

de la compañía están denominados en la moneda funcional de la compañía, mientras que algunos costos operacionales son en pesos chilenos, la compañía ha decidido cubrir parcialmente los flujos de pago en pesos correspondientes a partidas recurrentes con fechas de pago conocidas, tales como las remuneraciones, algunos contratos de servicio, y compromisos de pago de dividendos, entre otros. Por otra parte, en el pasado, la compañía y su filial CTA, han firmado contratos de derivados de cobertura de flujos de caja asociados a los pagos bajo los contratos EPC relacionados con la construcción de proyectos, los que normalmente consideran flujos de pagos periódicos en monedas distintas al dólar (CLF y EUR) hasta el término de los respectivos periodos de construcción de los proyectos. De esta forma, la compañía ha evitado variaciones en el costo de la inversión en activo fijo producto de fluctuaciones en los tipos de cambio ajenas a su control. Al 31 de diciembre de 2019, no existían contratos de derivados asociados a los contratos EPC.

TASA DE INTERÉS

El riesgo de tasas de interés es el riesgo generado por cambios en el valor justo de los flujos de caja en los instrumentos financieros del balance, debido a los cambios de las tasas de interés del mercado. La exposición al riesgo de tasa de interés se produce principalmente por la deuda a largo plazo a tasas de interés flotante. La sociedad y sus filiales administran el riesgo de tasas de interés a través de obligaciones a tasa fija o coberturas de tasas de interés (Interest Rate Swaps o IRS), con los que la Compañía acepta intercambiar, en forma periódica, un monto generado por las diferencias entre una tasa fija y una tasa variable calculadas sobre un notional acordado. Al 31 de diciembre de 2019, la deuda financiera consolidada de EECL se encontraba denominada en un 100% a tasa fija.

PRECIO DE ACCIONES

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, EECL y sus filiales no poseían inversiones en instrumentos de patrimonio.

CRÉDITO

Nuestros ingresos dependen de ciertos clientes significativos. La mayor parte de nuestras ventas corresponden a grandes clientes mineros y a compañías de distribución de electricidad. Estas ventas se rigen por condiciones establecidas en contratos de largo plazo, lo que genera como consecuencia depender de la capacidad financiera de estos clientes y del cumplimiento de sus obligaciones contractuales.

Una disminución en el precio del cobre y otras materias primas podría afectar de manera desfavorable los ingresos y los resultados financieros de nuestros clientes, causando operaciones de minería reducidas o una menor demanda de electricidad. Asimismo, el menor crecimiento en la demanda de energía de parte de consumidores finales, así como la migración de clientes de las compañías de distribución eléctrica que optan por firmar contratos de suministro eléctrico con compañías generadoras podrían afectar negativamente nuestra condición financiera, resultados operacionales y flujos de caja. Si bien no se espera que la Ley de Estabilización de Tarifas Eléctricas promulgada en noviembre de 2019 afecte significativamente nuestros ingresos, sí se espera que afecte nuestro flujo de caja con el consiguiente costo financiero asociado a un mayor nivel temporal de capital de trabajo.

DEUDORES POR VENTA

El riesgo de crédito es administrado por cada unidad de negocio sujeto a la política, procedimientos y controles establecidos por la Compañía. La Compañía determina límites de crédito para todos sus clientes de acuerdo con sus políticas

internas. Tanto los límites de crédito como las políticas son revisados en forma periódica. Los deudores por venta son monitoreados en forma regular en función a su desempeño, considerando los precios internacionales de los minerales y otros factores relevantes; y para las compañías generadoras, en función de su capacidad de generación y su deuda. El deterioro o impairment es analizado en cada fecha de reporte de manera individual para todos los clientes relevantes. La exposición máxima al riesgo de crédito a la fecha de reporte es el valor corriente de los deudores por venta. La Compañía ha evaluado que la concentración de riesgo con respecto a los deudores por venta califica como nivel aceptable, ya que los clientes son principalmente grandes compañías mineras y compañías generadoras y distribuidoras de electricidad de elevada solvencia.

ACTIVOS FINANCIEROS Y DERIVADOS

El riesgo de crédito al que se encuentra expuesta la Compañía, por las operaciones con bancos e instituciones financieras en cuentas corrientes, depósitos a plazo, fondos mutuos y derivados financieros, es administrado por la gerencia corporativa de finanzas de acuerdo con la política de la Compañía. Las inversiones sólo pueden ser realizadas con contrapartes autorizadas y dentro de los límites de crédito

asignados por contraparte. Asimismo, la compañía cuenta con límites por plazo y de diversificación de riesgos por contraparte financiera. Los límites de crédito para cada contraparte son determinados en función de la clasificación de riesgo nacional o internacional e indicadores de liquidez y solvencia de cada institución y son revisados periódicamente por la administración. Los límites son establecidos para minimizar la concentración de riesgos, y por lo tanto mitigar las pérdidas ante un potencial incumplimiento de las contrapartes.

LIQUIDEZ

El riesgo de liquidez está relacionado con las necesidades de fondos para hacer frente a las obligaciones de pago en forma oportuna. El objetivo de la sociedad es mantener un equilibrio entre disponibilidad de fondos y flexibilidad financiera a través de flujos operacionales normales, préstamos, inversiones de corto plazo y líneas de crédito. La sociedad evalúa en forma recurrente la concentración de riesgo con respecto al refinanciamiento de deudas.

Al 31 de diciembre de 2019, la Compañía presentaba un total de USD 80 millones de deuda financiera de corto plazo, con USD 40 millones venciendo en junio de 2020 y USD 40 millones venciendo en octubre de 2020, sin mostrar otros vencimientos de deuda significativos sino hasta el año 2021. Por su sólida calificación crediticia, la sociedad cuenta con acceso abierto a los mercados financieros, así como con efectivo e inversiones de corto plazo por montos que le permiten enfrentar con holgura sus compromisos financieros de corto plazo. Debido a lo anterior, se considera que el riesgo de liquidez de la compañía actualmente es bajo.

4. RIESGOS VINCULADOS CON LA REPUTACIÓN

REPUTACIÓN E IMAGEN

Además de la normativa ambiental y de la industria eléctrica, nuestro negocio debe cumplir con una cantidad importante de leyes, normas y reglamentos, incluyendo aquellos relacionados con la competencia y antimonopolio, antisoborno y anticorrupción, salud, seguridad y el medioambiente, mano de obra y empleo, y tributación. Podríamos ser objeto de investigaciones y procesos de las autoridades debido a supuestas

infracciones de estas leyes. El resultado de estos procesos podría traducirse en multas u otras formas de responsabilidad que podrían tener un efecto importante y adverso en nuestra reputación, negocio, condición financiera y resultados operacionales.

Para mitigar este riesgo, contamos con procedimientos de cumplimiento y sistemas de control interno para impedir o detectar prácticas inadecuadas, fraude o infracciones de la ley por parte de nuestras filiales, directores, funcionarios, empleados u otras personas que actúan en nuestra representación.

SOSTENIBILIDAD

En el marco de la gestión de la sostenibilidad, en 2019 creamos un Indicador Socioambiental que mide la gestión de aquellos incidentes no deseados que, independientemente de si generan daño ambiental o no, sí pueden provocar una conmoción social con efecto en la reputación de la compañía. Dicho indicador considera la contención operativa del evento y la gestión oportuna con los stakeholders.

5. RIESGOS REGULATORIOS

La sociedad se encuentra sujeta a la regulación vigente en Chile, la que puede abarcar diversos aspectos del negocio. Las operaciones de la sociedad están sujetas a una amplia normativa sobre tarifas y otros aspectos que regulan sus actividades en Chile. En consecuencia, la introducción de nuevas leyes o normas, o la modificación de las leyes o normas vigentes, podría impactar sus actividades, situación económica y resultados de sus operaciones. Las actividades de la sociedad están sujetas también a una amplia reglamentación medioambiental que se cumple de manera permanente. Eventuales modificaciones que se introduzcan en estas

materias podrían afectar las actividades, situación económica y el resultado de las operaciones. Entre otras cosas, esta normativa ambiental exige la realización de estudios de impacto medioambiental para los proyectos en estudio, la obtención de licencias, permisos y otras autorizaciones preceptivas y el cumplimiento de todos los requisitos previstos en tales licencias, permisos y normas. Al igual que ocurre con cualquier empresa regulada, la Sociedad no puede garantizar que las autoridades públicas vayan a aprobar tales estudios de impacto medioambiental; la oposición pública no derive en retrasos o modificaciones de cualquier proyecto propuesto; las leyes o normas no se modificarán ni interpretarán de forma tal que aumenten los gastos o se vean afectadas las operaciones, plantas o planes para la empresa. (Más información en pág. 36/Marco Regulatorio)

CAMBIOS EN LA NORMATIVA AMBIENTAL Y SU CUMPLIMIENTO.

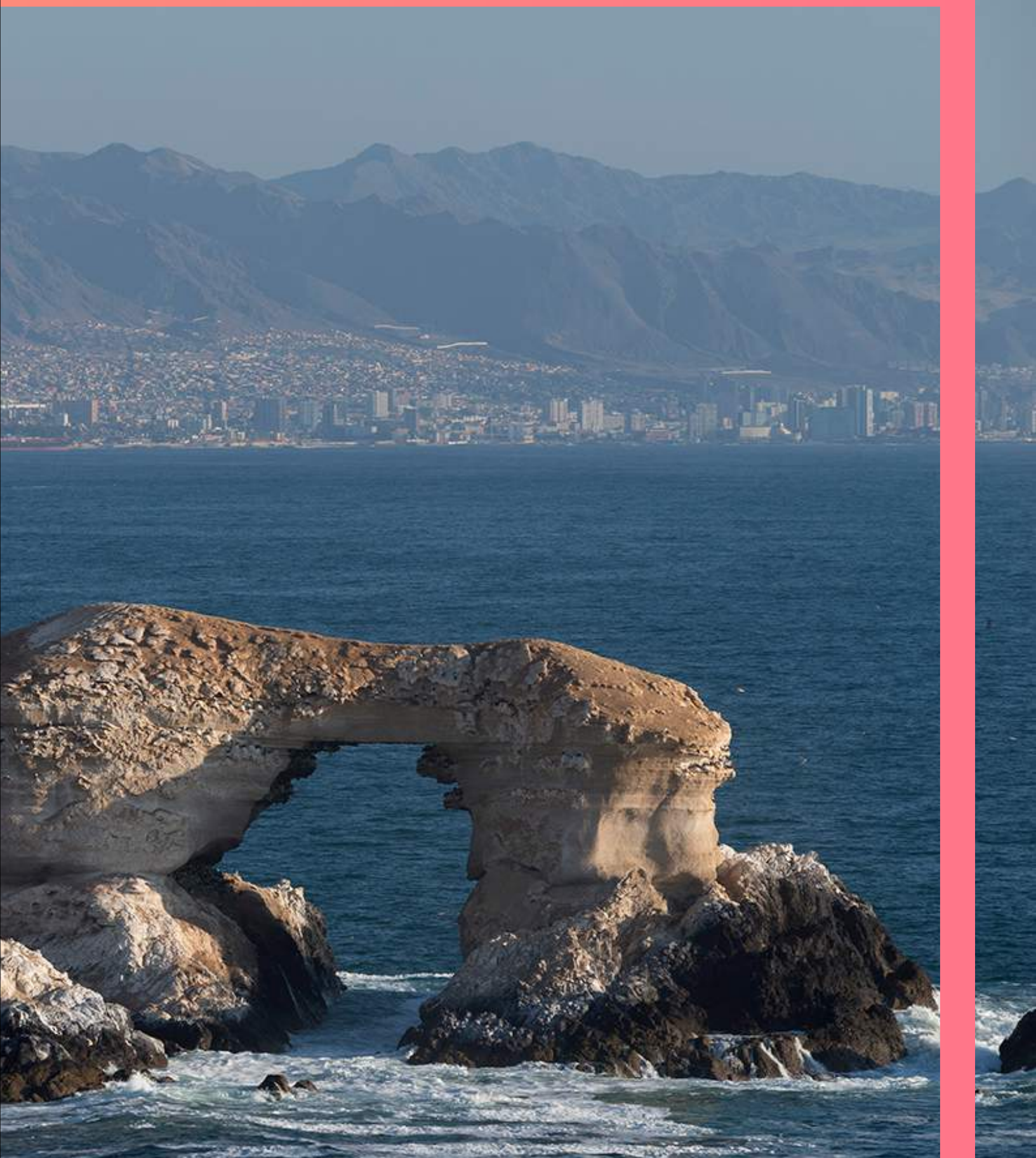
Nuestras operaciones están sujetas a un amplio rango de exigencias ambientales. Hemos efectuado gastos e inversiones, que continuaremos haciendo, con el fin de mantener el cumplimiento de las leyes ambientales y de los permisos requeridos para nuestras operaciones. El incumplimiento de las exigencias ambientales podría llevar a multas o sanciones civiles o penales, demandas por daños ambientales, obligaciones de reparación, la revocación de autorizaciones ambientales o el cierre provisorio o permanente de instalaciones. Muchos de nuestros contratos de suministro incluyen cláusulas de transferencia a subcontratos y cesiones de los derechos y obligaciones referentes a los costos de capital, de operación o de cumplimiento producto de determinados cambios de la ley, en especial de la ley ambiental.

Es posible que nuevas exigencias ambientales o cambios de la aplicación, interpretación o ejecución de exigencias existentes tenga por resultado un aumento sustancial de los costos de capital, operación o cumplimiento, pudiendo imponerse condiciones que restrinjan o limiten nuestras operaciones. Además, las modificaciones de la normativa ambiental podrán restringir aún más el uso de carbón o aumentar los costos de usarlo como fuente de combustible, pudiendo afectar adversamente nuestros ingresos y por lo tanto, tener un efecto negativo en nuestra condición financiera y resultados operacionales. Estos cambios de la normativa ambiental podrían limitar la disponibilidad de nuestros fondos para otros propósitos, lo cual podría tener un impacto negativo en nuestro negocio, resultados operacionales y condición financiera.

LEY 21.185 Y MECANISMO TRANSITORIO DE ESTABILIZACIÓN DE PRECIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En noviembre de 2019 el Gobierno promulgó la Ley 21.185, que establece un mecanismo transitorio de estabilización de precios desde julio de 2019 hasta 2027, fecha en la cual habrán ingresado al mercado los contratos con menores tarifas provenientes de energías renovables. En su primer año, este mecanismo tuvo un efecto directo en ENGIE Energía Chile de US\$ 73,5 millones en sus cuentas por cobrar, lo que significó un costo financiero de aproximadamente US\$ 1,5 millones a diciembre de 2019. El fondo de estabilización solamente podrá incrementarse hasta julio 2023 o hasta que alcance un total a nivel de sistema de US\$ 1.350 millones, lo que ocurra primero. En esta situación, el Precio Estabilizado a Cliente Regulado (PEC) se ajustará para evitar una mayor acumulación. Los saldos solamente devengarán intereses de enero 2026 a diciembre 2027, fecha en que el fondo debe extinguirse.

Estados Financieros



Índice

Estados de Situación Financiera Consolidados Clasificado.....	192
Estados de Situación Financiera Consolidados Clasificado.....	193
Estados de Resultados Integrales Consolidados por Función	194
Otros Resultados Integrales Consolidados	195
Estados de Flujo de Efectivo – Directo	196
Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado	198
NOTA 1 – INFORMACION GENERAL	199
NOTA 2 – BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS	199
2.1 Bases de Preparación	199
2.2 Nuevas IFRS e Interpretaciones del Comité de Interpretaciones de IFRS	200
2.3 Responsabilidad de la Información, Juicios y Estimaciones Realizadas	205
2.4 Entidades Filiales	206
2.5 Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación	206
2.6 Principios de Consolidación	207
2.7 Cambios en las políticas contables significativas	207
2.8 Moneda Funcional y de Presentación	208
2.9 Periodo Contable	208
2.10 Conversión de Moneda Extranjera	208
NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS	208
3.1 Propiedades, Plantas y Equipos	208
3.2 Combinación de Negocio y Plusvalía	209
3.3 Otros Activos No Financieros No Corrientes	210
3.4 Activos Intangibles	210
3.5 Deterioro de Activos	211
3.6 Activos arrendados	212
3.7 Instrumentos Financieros	213
3.8 Inventarios	219
3.9 Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Actividades Interrumpidas	220
3.10 Provisiones	220
3.11 Clasificación del Valor Corriente y No Corriente	220
3.12 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos	220
3.13 Reconocimiento de Ingresos y Gastos	221

3.14 Ganancia (Pérdida) por Acción	222
3.15 Dividendos	222
3.16 Efectivo y Equivalentes al Efectivo	223
3.17 Segmentos de Operación	223
3.18 Pasivos y Activos Contingentes	223
NOTA 4 – REGULACION SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELECTRICO	223
4.1 Descripción del Negocio	223
4.2 Información de Regulación y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	224
4.3 Tipos de clientes	224
4.4 Principales Activos	224
4.5 Energías Renovables	225
NOTA 5 – REORGANIZACIONES SOCIETARIAS	225
5.1 Adquisición de filiales	225
NOTA 6 – EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	225
6.1 Disponible	226
6.2 Depósitos a Plazo	226
6.3 Efectivo y Equivalentes al Efectivo	227
NOTA 7 – OTROS ACTIVOS FINANCIEROS	228
NOTA 8 – OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS CORRIENTES	228
NOTA 9 – CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR	228
9.1 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	229
9.2 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	229
NOTA 10 – CUENTAS POR COBRAR, CUENTAS POR PAGAR Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS..	231
10.1 Remuneración de Personal Clave de la Gerencia	231
10.2 Personal Clave de la Gerencia	232
10.3 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente	233
10.4 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente	233
10.5 Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	234
10.6 Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corrientes	235
10.7 Transacciones con Entidades Relacionadas	235
NOTA 11 – INVENTARIOS CORRIENTES	240
NOTA 12 – IMPUESTOS CORRIENTES	241

NOTA 13 – OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS, NO CORRIENTE	241
NOTA 14 – INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION	242
NOTA 15 – ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE PLUSVALIA	243
NOTA 16 – PLUSVALIA	244
NOTA 17 – PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS	245
NOTA 18 – IMPUESTOS DIFERIDOS	251
18.1 Los activos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos	251
18.2 Los pasivos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos	252
18.3 Conciliación Tasa Efectiva	253
18.4 Incrementos (disminuciones) por Combinaciones de Negocios, Pasivos (Activos) por Impuestos Diferidos	254
18.5 Resultado Tributario de las Filiales Nacionales al término del periodo	254
NOTA 19 – OTROS PASIVOS FINANCIEROS	255
NOTA 20 – DERIVADOS Y OPERACIONES DE COBERTURA	257
NOTA 21 – GESTION DE RIESGOS	260
21.1 Riesgos de Mercado	260
21.2 Riesgo de Precio de Acciones	261
21.3 Riesgo de Precio de Combustibles	261
21.4 Riesgo de Crédito	262
21.5 Deudores por Venta	262
21.7 Riesgo de Liquidez	262
21.8 Seguros	263
21.9 Clasificación de Riesgo	263
NOTA 22 – CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR	264
NOTA 23 – PROVISIONES CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS	265
NOTA 24 – OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS	266
NOTA 25 – OTRAS PROVISIONES NO CORRIENTES	266
NOTA 26 – PROVISIONES NO CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS	267
NOTA 27 – PATRIMONIO	268
27.1 Política de Dividendos	268
27.2 Gestión de Capital	269

NOTA 28 – PARTICIPACION NO CONTROLADORAS	269
NOTA 29 – INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	270
NOTA 30 – COSTOS DE VENTA	271
NOTA 31 – OTROS INGRESOS Y EGRESOS DE LA OPERACION	272
NOTA 32 – GASTOS DE ADMINISTRACION	272
NOTA 33 – GASTOS DEL PERSONAL	273
NOTA 34 – OTROS GASTOS (INGRESOS)	273
NOTA 35 – INGRESOS FINANCIEROS	273
NOTA 36 – COSTOS FINANCIEROS	273
NOTA 37 – DIFERENCIAS DE CAMBIO	274
NOTA 38 – GANANCIA POR ACCION	275
NOTA 39 – GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS	276
39.1 Garantías Directas	276
39.2 Garantías Indirectas	277
39.3 Caucciones Obtenidas de Terceros	277
39.4 Restricciones	279
39.5 Otras Contingencias	279
NOTA 40 – DOTACION	282
NOTA 41 – SANCIONES	282
NOTA 42 – MEDIO AMBIENTE	282
NOTA 43 – INFORMACION FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES	284
NOTA 44 – HECHOS POSTERIORES.....	285
ANEXO 1 – SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENGIE ENERGIA CHILE S.A.	286
ANEXO 2 – DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA	287

/ ENGIE Energía Chile S.A

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS CLASIFICADO,

al 31 de diciembre de 2019 y 2018, expresado en miles de dólares estadounidenses

Activos	Nota	31/12/2019 kUSD	31/12/2018 kUSD
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	239.083	61.512
Otros activos financieros corrientes	7	471	0
Otros activos no financieros corrientes	8	8.181	9.113
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	9	96.638	161.798
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	10	11.999	26.116
Inventarios corrientes	11	116.204	158.860
Activos por impuestos corrientes, corriente	12	12.679	10.216
Activos Corrientes, Total		485.255	427.615
Activos No Corrientes			
Otros activos no financieros no corrientes	13	5.707	10.670
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	9	73.519	20
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	10	27.722	26.216
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	89.697	96.745
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	221.288	238.492
Plusvalía	16	25.099	25.099
Propiedades, planta y equipo	17	2.561.391	2.635.728
Activos por impuestos diferidos	18	18.112	2.151
Activos No Corrientes, Total		3.022.535	3.035.121
Activos, Total		3.507.790	3.462.736

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

/ ENGIE Energía Chile S.A

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS CLASIFICADO,

al 31 de diciembre de 2019 y 2018, expresados en miles de dólares estadounidenses

Pasivos	Nota	31/12/2019 kUSD	31/12/2018 kUSD
Pasivos Corrientes			
Otros pasivos financieros corrientes	19-20	103.748	109.889
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	22	190.426	160.808
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	10	12.635	10.295
Pasivos por impuestos corrientes	12	23.432	10.117
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	23	12.348	13.275
Otros pasivos no financieros corrientes	24	14.896	1.382
Pasivos Corrientes, Total		357.485	305.766
Pasivos No Corrientes			
Otros pasivos financieros no corrientes	19-20	760.446	734.610
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	10	56.431	57.914
Otras provisiones no corrientes	25	16.395	4.120
Pasivo por impuestos diferidos	18	193.370	222.174
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	26	62	128
Pasivos, No Corrientes, Total		1.026.704	1.018.946
Total Pasivos		1.384.189	1.324.712
Patrimonio			
Capital Emitido		1.043.728	1.043.728
Ganancias acumuladas		701.167	697.707
Otras Reservas	27	314.356	328.371
Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora		2.059.251	2.069.806
Participaciones No Controladoras	28	64.350	68.218
Patrimonio Total		2.123.601	2.138.024
Patrimonio y Pasivos, Total		3.507.790	3.462.736

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

/ ENGIE Energía Chile S.A

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS POR FUNCIÓN,

al 31 de Diciembre de 2018, expresado en miles de dólares estadounidenses

Estados de Resultados Integrales Consolidados por Función	Nota	31/12/2019 kUSD	31/12/2018 kUSD
Ingresos de actividades ordinarias	29	1.454.436	1.275.296
Costo de ventas	30	(1.042.145)	(1.005.810)
Ganancia bruta		412.291	269.486
Otros ingresos	31	6.783	9.939
Gastos de administración	32	(43.813)	(41.525)
Otros gastos o ingresos, por función	34	(185.579)	(86.066)
Ganancia por actividades de operación		189.682	151.834
Ingresos financieros	35	5.166	5.846
Costos financieros	36	(37.837)	(12.771)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	7.334	6.938
Diferencias de cambio	37	(3.024)	(2.285)
Ganancia, antes de Impuesto		161.321	149.562
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	18	(42.604)	(38.339)
Ganancia procedente de operaciones Continuas		118.717	111.223
Ganancia, atribuible a			
Ganancia, atribuible a los propietarios de la controladora		110.823	102.582
Ganancia, atribuible a participaciones no controladoras	28	7.894	8.641
Ganancias por Acción			
Ganancia		110.823	102.582
Ganancia por acción básica en operaciones continuadas	38	USD 0,105	USD 0,097

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

/ ENGIE Energía Chile S.A

OTROS RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS,

al 31 de Diciembre de 2018 y 2017, expresados en miles de dólares estadounidenses

Otros Resultados Integrales Consolidados,	31/12/2019 kUSD	31/12/2018 kUSD
Ganancia	118.717	111.223
Coberturas del flujo de efectivo		
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	(14.826)	5.669
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral		
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	811	1.002
Otro resultado integral	(14.015)	6.671
Resultado Integral	104.702	117.894
Resultado Integral atribuible a:		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	96.808	109.253
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	7.894	8.641
Resultado Integral Total	104.702	117.894

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

/ ENGIE Energía Chile S.A

ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO – DIRECTO,

al 31 de diciembre de 2019 y 2018, expresado en miles de dólares estadounidenses

Estados de Flujo de Efectivo – Directo	Nota	31/12/2019 kUSD	31/12/2018 kUSD
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		1.621.576	1.482.897
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		2.133	11.929
Otros cobros por actividades de operación		81.204	2.685
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(977.305)	(1.039.514)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(51.879)	(77.663)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(14.127)	(5.580)
Otros pagos por actividades de operación		(266)	0
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) operaciones			
Intereses pagados, clasificados como actividades de operación		(21.471)	(2.936)
Intereses recibidos, clasificados como actividades de operación		0	41
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(55.594)	(38.502)
Otras entradas (salidas) de efectivo, clasificados como actividades de operación		(106.439)	(61.328)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		477.832	272.029

/ ENGIE Energía Chile S.A

ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO – DIRECTO,

al 31 de diciembre de 2019 y 2018, expresado en miles de dólares estadounidenses

Estados de Flujo de Efectivo – Directo	Nota	31/12/2019 kUSD	31/12/2018 kUSD
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios		(35.472)	0
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades, clasificados como actividades de inversión		0	223.988
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades, clasificados como actividades de inversión		0	(224.620)
Importes procedentes de ventas de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		35	14
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(154.720)	(224.155)
Cobros a entidades relacionadas		21.559	20.381
Intereses recibidos		2.706	1.621
Pagos derivados de contratos de futuro, a término de opciones y permuta financiera		(31.983)	(102.400)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		27.902	98.083
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(169.973)	(207.088)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		215.000	90.000
Pagos de préstamos		(225.000)	(100.000)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(2.868)	0
Dividendos pagados		(118.703)	(71.129)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(131.571)	(81.129)
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		176.288	(16.188)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(1.671)	(441)
Incremento (disminución) de efectivo y equivalentes al efectivo		174.617	(16.629)
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del período	6	64.466	78.141
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	6	239.083	61.512

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

ENGIE Energía Chile S.A

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADO NETO,

al 31 de Diciembre de 2019, expresado en miles de dólares estadounidenses

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto al 31 de Diciembre de 2019	Cambios en Capital Emitido Acciones Ordinarias	Cambios en Otras Reservas		Cambios en Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas)	Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora Total	Cambios en Participaciones no Controladoras	Cambios en Patrimonio Neto, Total
		Otras Reservas Varias	Reservas de Conversión				
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Patrimonio al 01/01/2019	1.043.728	328.371	0	697.707	2.069.806	68.218	2.138.024
Ganancia	0	0	0	110.823	110.823	7.894	118.717
Otros Resultados Integrales	0	(14.015)	0	0	(14.015)	0	(14.015)
Total Resultados Integrales	0	(14.015)	0	110.823	96.808	7.894	104.702
Dividendos	0	0	0	(107.363)	(107.363)	(11.762)	(119.125)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	0	0	0	0	0	0	0
Cambios en Patrimonio	0	(14.015)	0	3.460	(10.555)	(3.868)	(14.423)
Saldo Final Periodo Actual 31/12/2019	1.043.728	314.356	0	701.167	2.059.251	64.350	2.123.601

ENGIE Energía Chile S.A

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADO NETO,

al 31 de Diciembre de 2018, expresado en miles de dólares estadounidenses

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto al 31 de Diciembre de 2018	Cambios en Capital Emitido Acciones Ordinarias	Cambios en Otras Reservas		Cambios en Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas)	Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora Total	Cambios en Participaciones no Controladoras	Cambios en Patrimonio Neto, Total
		Otras Reservas Varias	Reservas de Conversión				
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Patrimonio al 01/01/2018	1.043.728	321.700	0	626.065	1.991.493	73.978	2.065.471
Ganancia	0	0	0	102.582	102.582	8.641	111.223
Otros Resultados Integrales	0	(2.840)	0	0	(2.840)	0	(2.840)
Total Resultados Integrales	0	(2.840)	0	102.582	99.742	8.641	108.383
Dividendos	0	0	0	(30.940)	(30.940)	(14.401)	(45.341)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	0	9.511	0	0	9.511	0	9.511
Cambios en Patrimonio	0	6.671	0	71.642	78.313	(5.760)	72.553
Saldo Final Periodo Actual 31/12/2018	1.043.728	328.371	0	697.707	2.069.806	68.218	2.138.024

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

NOTA 1 – INFORMACION GENERAL

1.1 Información Corporativa

ENGIE ENERGIA CHILE S.A. en adelante EECL, fue creada como Sociedad de Responsabilidad Limitada, el 22 de octubre de 1981, con aportes de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDESA) y de la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO).

Inició sus operaciones con domicilio legal en la ciudad de Antofagasta, con fecha primero de junio de 1981.

El 30 de septiembre de 1983, ENGIE ENERGIA CHILE S.A. se transformó en una Sociedad Anónima Abierta de duración indefinida, transada en la Bolsa Chilena y como tal se encuentra inscrita, con fecha 23 de julio de 1985, en el Registro de Valores con el número 0273 y sujeto a la fiscalización de la Comisión para el Mercado Financiero. Para efectos de tributación el rol único tributario (RUT) es el N° 88.006.900-4.

En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 26 de abril de 2016, se acordó sustituir el nombre de la Sociedad E.CL S.A. por “ENGIE ENERGIA CHILE S.A.”

El domicilio social y las oficinas principales de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. se encuentran en la ciudad de Santiago de Chile, en la Avenida Apoquindo N° 3721 Oficina 61, Las Condes, teléfono N° (56-2) 23533200.

La Sociedad es controlada por el Grupo ENGIE en forma directa a través de ENGIE LATAM S.A. titular de 555.769.219 acciones, sin valor nominal y de serie única, cuya participación alcanza al 52,76%, el 47,34% restante es transado en las distintas bolsas de comercio de Chile.

Los Estados Financieros Consolidados de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. al 31 de diciembre de 2019 fueron aprobados en el Directorio de la Sociedad el 28 de enero de 2020. Los Estados Financieros Consolidados de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. al 31 de diciembre de 2018 fueron aprobados en el Directorio de la Sociedad el 29 de enero de 2019.

Estos Estados Financieros Consolidados se presentan en miles de dólares de los Estados Unidos (salvo mención expresa) por ser esta la moneda funcional de la Sociedad.

NOTA 2 – BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

2.1 Bases de Preparación

Los presentes Estados Financieros Consolidados de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. y Filiales han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. al 31 de diciembre de 2019 y 2018, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas.

Los presentes Estados Financieros Consolidados se han preparado a partir de los registros de contabilidad mantenidos por ENGIE ENERGIA CHILE S.A y sus Filiales.

2.2 Nuevas IFRS e Interpretaciones del Comité de Interpretaciones de IFRS

La Compañía aplicó por primera vez ciertas normas, interpretaciones y enmiendas, las cuales son efectivas para los períodos que inicien el 1 de enero de 2019 o fecha posterior. La Compañía no ha adoptado en forma anticipada ninguna norma, interpretación o enmienda que habiendo sido emitida aun no haya entrado en vigencia.

Las normas, interpretaciones y enmiendas a IFRS que entraron en vigencia a la fecha de los estados financieros, su naturaleza e impactos se detallan a continuación:

Normas e Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
IFRS 16 Arrendamientos	1 de Enero de 2019
IFRIC 23 Tratamiento de posiciones fiscales inciertas	1 de Enero de 2019

IFRS 16 Arrendamientos

La IFRS 16 reemplaza a la “IAS 17 Arrendamientos”, la “IFRIC 4 Determinación si un Acuerdo contiene un Arrendamiento”, “SIC-15 Arrendamientos Operativos-Incentivos” y “SIC-27 Evaluación de la Esencia de las Transacciones que Adoptan la Forma Legal de un Arrendamiento”. La norma establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación y revelación de los arrendamientos y requiere que los arrendatarios tengan en cuenta la mayoría de los arrendamientos en un solo modelo de balance.

La contabilidad del arrendador según la IFRS 16 se mantiene sustancialmente sin cambios respecto a la IAS 17. Los arrendadores continuarán clasificando los arrendamientos como arrendamientos operativos o financieros utilizando principios similares a los de la IAS 17.

La IFRS 16 ha sido aplicada por el grupo a contar del año 2019 (efectos en Nota 2.7).

IFRIC 23 Tratamiento de posiciones fiscales inciertas

La Interpretación aborda la contabilización de los impuestos sobre la renta cuando los tratamientos impositivos implican incertidumbre que afecta la aplicación de la IAS 12 Impuestos sobre la renta. No se aplica a los impuestos o gravámenes que están fuera del alcance de IAS 12, ni incluye específicamente los requisitos relacionados con los intereses y las sanciones asociadas con tratamientos fiscales inciertos. La Interpretación aborda específicamente lo siguiente:

- Si una entidad considera el tratamiento de posiciones fiscales inciertas por separado.
- Las suposiciones que una entidad hace sobre la evaluación de los tratamientos fiscales por parte de las autoridades fiscales.
- Cómo una entidad determina la ganancia fiscal (pérdida fiscal), las bases fiscales, las pérdidas fiscales no utilizadas, los créditos fiscales no utilizados y las tasas impositivas.
- Cómo una entidad considera los cambios en los hechos y circunstancias.

La entidad debe determinar si debe considerar cada tratamiento de una posición fiscal incierta por separado o junto con uno o más tratamientos de posiciones fiscales inciertas. Se debe tomar el enfoque que mejor prediga la resolución de la incertidumbre.

El grupo evaluó los impactos que podría generar la mencionada norma estimando que no afectará significativamente los estados financieros consolidados.

Enmiendas	Fecha de aplicación obligatoria
IFRS 3 Combinaciones de negocios – intereses previamente mantenidos en una operación conjunta	1 de enero de 2019
IFRS 9 Instrumentos financieros – pagos con compensación negativa	1 de enero de 2019
IFRS 11 Acuerdos conjuntos – intereses previamente mantenidos en una operación conjunta	1 de enero de 2019
IAS 12 Impuestos a las ganancias – consecuencias fiscales de pagos relacionados con instrumentos financieros clasificados como patrimonio	1 de enero de 2019
IAS 23 Costos sobre préstamos – costos de préstamos elegibles para ser capitalizados	1 de enero de 2019
IAS 28 Inversiones en asociadas – inversiones a largo plazo en asociadas o negocios conjuntos	1 de enero de 2019
IAS 19 Beneficios a los empleados – Modificación, reducción o liquidación del plan	1 de enero de 2019

IFRS 3 Combinaciones de Negocios – intereses previamente mantenidos en una operación conjunta

Las enmiendas aclaran que, cuando una entidad obtiene el control de una entidad que es una operación conjunta, aplica los requerimientos para una combinación de negocios por etapas, incluyendo los intereses previamente mantenidos sobre los activos y pasivos de una operación conjunta presentada al valor razonable. Las enmiendas deben aplicarse a las combinaciones de negocios realizadas posteriormente al 1 enero de 2019. Se permite su aplicación anticipada.

La enmienda es aplicable por primera vez en 2019, sin embargo, no tiene impacto en los estados financieros consolidados de la entidad.

IFRS 9 Instrumentos financieros – pagos con compensación negativa

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

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

La enmienda es aplicable por primera vez en 2019, sin embargo, no tiene impacto en los estados financieros consolidados de la entidad.

IFRS 11 Acuerdos Conjuntos – intereses previamente mantenidos en una operación conjunta

La enmienda afecta a los acuerdos conjuntos sobre intereses previamente mantenidos en una operación conjunta. Una parte que participa, pero no tiene el control conjunto de una operación conjunta podría obtener control si la actividad de la operación conjunta constituye un negocio tal como lo define la IFRS 3. Las enmiendas aclaran que los intereses previamente mantenidos en esa operación conjunta no se vuelven a medir al momento de la operación.

La enmienda es aplicable por primera vez en 2019, sin embargo, no tiene impacto en los estados financieros consolidados de la entidad.

IAS 12 Impuestos a las Ganancias – consecuencias fiscales de pagos relacionados con instrumentos financieros clasificados como patrimonio

Las enmiendas aclaran que el impuesto a las ganancias de los dividendos generados por instrumentos financieros clasificados como patrimonio está vinculadas más directamente a transacciones pasadas o eventos que generaron ganancias distribuibles que a distribuciones a los accionistas. Por lo tanto, una entidad reconoce el impuesto a las ganancias a los dividendos en resultados, otro resultado integral o patrimonio según donde la entidad originalmente reconoció esas transacciones o eventos pasados.

La enmienda es aplicable por primera vez en 2019, sin embargo, no tiene impacto en los estados financieros consolidados de la entidad.

IAS 23 Costo por Préstamos – costos de préstamos elegibles para ser capitalizados

Las enmiendas aclaran que una entidad trata como un préstamo general cualquier endeudamiento originalmente hecho para desarrollar un activo calificado cuando sustancialmente todas las actividades necesarias para culminar ese activo para su uso o venta están completas.

La enmienda es aplicable por primera vez en 2019, sin embargo, no tiene impacto en los estados financieros consolidados de la entidad.

IAS 28 Inversiones en Asociadas – inversiones a largo plazo en asociadas o negocios conjuntos

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

La enmienda es aplicable por primera vez en 2019, sin embargo, no tiene impacto en los estados financieros consolidados de la entidad.

IAS 19 Beneficios a los Empleados – Modificación, reducción o liquidación del plan

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

Las enmiendas especifican que cuando una modificación, reducción o liquidación de un plan se produce durante el período de reporte anual, la entidad debe:

- Determine el costo actual de servicios por el resto del período posterior a la modificación, reducción o liquidación del plan, utilizando los supuestos actuariales usados para medir nuevamente el pasivo (activo) por beneficios definidos, neto, reflejando los beneficios ofrecidos bajo el plan y los activos del plan después de ese evento.

- Determinar el interés neto por el resto del período después de la modificación, reducción o liquidación del plan utilizando: el pasivo (activo), neto por beneficios definidos que refleje los beneficios ofrecidos bajo el plan y los activos del plan después de ese evento; y la tasa de descuento utilizada para medir nuevamente el pasivo (activo) neto por beneficios definidos.

La enmienda es aplicable por primera vez en 2019, sin embargo, no tiene impacto en los estados financieros consolidados de la entidad.

b) Las siguientes nuevas Normas e Interpretaciones han sido emitidas pero su fecha de aplicación aún no está vigente:

Normas e Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
Marco Conceptual Marco Conceptual (revisado)	1 de enero de 2020
IFRS 17 Contratos de Seguro	1 de enero de 2020

Enmiendas	Fecha de aplicación obligatoria
IFRS 3 Definición de un negocio	1 de enero de 2020
IAS 1 e IAS 8 Definición de material	1 de enero de 2020
IFRS 9, IAS 9 e IFRS 7 Reforma de la Tasa de Interés de Referencia	1 de enero de 2020
IFRS 10 e IAS 28 Estados Financieros Consolidados – venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto	Por determinar

Marco Conceptual (revisado)

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

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

IFRS 17 Contratos de Seguro

En mayo de 2017, el IASB emitió la IFRS 17 Contratos de Seguros, un nuevo estándar de contabilidad integral para contratos de seguros que cubre el reconocimiento, la medición, presentación y revelación. Una vez entrada en vigencia sustituirá a la IFRS 4 Contratos de Seguro emitida en 2005. La nueva norma aplica a todos los tipos de contratos de seguro, independientemente del tipo de entidad que los emiten.

IFRS 17 es efectiva para periodos que empiezan en o después de 1 de enero de 2021, con cifras comparativas requeridas, se permite la aplicación, siempre que la entidad también aplique IFRS 9 e IFRS 15.

IFRS 3 Combinaciones de Negocios - Definición de un negocio

El IASB emitió enmiendas en cuanto a la definición de un negocio en IFRS 3 Combinaciones de Negocios, para ayudar a las entidades a determinar si un conjunto adquirido de actividades y activos es un negocio o no. El IASB aclara cuales son los requisitos mínimos para definir un negocio, elimina la evaluación respecto a si los participantes del mercado son capaces de reemplazar cualquier elemento faltante, incluye orientación para ayudar a las entidades a evaluar si un proceso adquirido es sustantivo, reduce las definiciones de un negocio y productos e introduce una prueba de concentración de valor razonable opcional.

Las enmiendas se tienen que aplicar a las combinaciones de negocios o adquisiciones de activos que ocurran en o después del comienzo del primer período anual de presentación de reporte que comience en o después del 1 de enero de 2020. En consecuencia, las entidades no tienen que revisar aquellas transacciones ocurridas en periodos anteriores. La aplicación anticipada está permitida y debe ser revelada.

Dado que las enmiendas se aplican prospectivamente a transacciones u otros eventos que ocurran en o después de la fecha de la primera aplicación, la mayoría de las entidades probablemente no se verán afectadas por estas enmiendas en la transición. Sin embargo, aquellas entidades que consideran la adquisición de un conjunto de actividades y activos después de aplicar las enmiendas, deben, en primer lugar, actualizar sus políticas contables de manera oportuna.

Las enmiendas también podrían ser relevantes en otras áreas de IFRS (por ejemplo, pueden ser relevantes cuando una controladora pierde el control de una subsidiaria y ha adoptado anticipadamente la venta o contribución de activos entre un inversor y su asociado o negocio conjunto) (Enmiendas a la IFRS 10 e IAS 28).

IAS 1 Presentación de Estados Financieros e IAS 8 Políticas Contables, Cambios en la Estimaciones Contables y Errores - Definición de material

En octubre de 2018, el IASB emitió enmiendas a IAS 1 *Presentación de Estados Financieros* e IAS 8 *Contabilidad Políticas, cambios en las estimaciones contables y errores*, para alinear la definición de "material" en todas las normas y para aclarar ciertos aspectos de la definición. La nueva definición establece que, la información es material si omitirla, declararla erróneamente o esconderla razonablemente podría esperarse que influya en las decisiones que los usuarios primarios de los estados financieros de propósito general toman con base en esos estados financieros, los cuales proporcionan información financiera acerca de una entidad específica que reporta.

Las enmiendas deben ser aplicadas prospectivamente. La aplicación anticipada está permitida y debe ser revelada.

Aunque no se espera que las enmiendas a la definición de material tengan un impacto significativo en los estados financieros de una entidad, la introducción del término "esconder" en la definición podría impactar la forma en que se hacen los juicios de materialidad en la práctica, elevando la importancia de cómo se comunica y organiza la información en los estados financieros.

IFRS 9, IAS 9 e IFRS 7 Reforma de la Tasa de Interés de Referencia

En septiembre de 2019, el IASB emitió enmiendas a las normas IFRS 9, IAS 39 e IFRS 7, que concluye la primera fase de su trabajo para responder a los efectos de la reforma de las tasas de oferta interbancarias (IBOR, por sus siglas en inglés) en la información financiera. Las enmiendas proporcionan excepciones temporales que permiten que la contabilidad de coberturas continúe durante el período de incertidumbre, previo al reemplazo de las tasas de interés de referencia existentes por tasas alternativas de interés casi libres de riesgo.

Las enmiendas deben ser aplicadas retrospectivamente. Sin embargo, cualquier relación de cobertura que haya sido previamente discontinuada, no puede ser reintegrada con la aplicación de estas enmiendas, ni se puede designar una relación de cobertura usando el beneficio de razonamiento en retrospectiva. La aplicación anticipada es permitida y debe ser revelada.

IFRS 10 Estados Financieros Consolidados e IAS 28 Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos – venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto

Las enmiendas a IFRS 10 *Estados Financieros Consolidados* e IAS 28 *Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos* (2011) abordan una inconsistencia reconocida entre los requerimientos de IFRS 10 y los de IAS 28 (2011) en el tratamiento de la venta o la aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto. Las enmiendas, emitidas en septiembre de 2014, establecen que cuando la transacción involucra un negocio (tanto cuando se encuentra en una filial o no) se reconoce toda la ganancia o pérdida generada. Se reconoce una ganancia o pérdida parcial cuando la transacción involucra activos que no constituyen un negocio, incluso cuando los activos se encuentran en una filial. La fecha de aplicación obligatoria de estas enmiendas está por determinar debido a que el IASB está a la espera de los resultados de su proyecto de investigación sobre la contabilización según el método de participación patrimonial. Estas enmiendas deben ser aplicadas en forma retrospectiva y se permite la adopción anticipada, lo cual debe ser revelado.

2.3 Responsabilidad de la Información, Juicios y Estimaciones Realizadas

El directorio de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. ha tomado conocimiento de la información contenida en estos estados financieros consolidados y se declara responsable respecto de la veracidad de la información incorporada en el presente informe al 31 de diciembre de 2019.

La preparación de los estados financieros requiere que la administración realice juicios, estimaciones y supuestos que afectan la aplicación de las políticas de contabilidad y los montos de activos, pasivos, ingresos y gastos presentados. Los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones. Las estimaciones y supuestos relevantes son revisadas regularmente. Las revisiones de las estimaciones contables son reconocidas en el período en que la estimación es revisada y en cualquier período futuro afectado.

Las estimaciones, principalmente comprenden:

- Vida útil de propiedades, planta y equipos y pruebas de deterioro

La vida útil de cada clase de activos productivos ha sido estimada por la Administración. Esta estimación podría variar como consecuencia de cambios tecnológicos y/o factores propios del negocio. Adicionalmente, la Sociedad ha evaluado al cierre del ejercicio la existencia de indicios de deterioro exigidos por la NIC 36.

- Hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de las indemnizaciones por años de servicios

Para determinar el pasivo respectivo, se han considerado como metodología, el cálculo actuarial, considerando tasa de descuento, rotación de personal, tasa de mortalidad, retiros promedios y finalmente tasa de incremento salarial (Nota 3.10.1).

- Contingencias, juicios o litigios

La Sociedad evalúa periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos en que la Administración y los abogados de la Sociedad han opinado que se obtendrán resultados favorables o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentran en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

- Activos Intangibles

Para estimar el valor de uso, la Sociedad prepara las provisiones de flujos de caja futuros antes de impuestos. En el caso de que el importe recuperable sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo a amortizaciones del Estado de Resultados.

2.4 Entidades Filiales

Estos estados financieros consolidados incorporan los estados financieros de la Sociedad y entidades controladas por la Compañía. El control se logra cuando la empresa:

- Tiene poder sobre la participada;
- Está expuesta, o tiene derecho, a rendimientos variables procedentes de su implicación en la participada; y
- Tiene la capacidad de utilizar su poder para afectar sus rendimientos.

La Compañía reevalúa si tiene o no control en una participada si los hechos y circunstancias indican que hay cambios en uno o más de los tres elementos de control listados arriba.

Las filiales "Electroandina S.A.", "Central Termoeléctrica Andina S.A.", "Gasoducto Nor Andino SpA", "Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.", "Inversiones Hornitos S.A.", "Edelnor Transmisión S.A.", "Solairedirect Transmisión SpA", "SD Minera SpA", "Solairedirect Generación VI SpA", "Solairedirect Generación IX SpA", "Solairedirect Generación XI SpA", "Solairedirect Generación XV SpA", "Parque Eólico Los Trigales SpA" y "Solar Los Loros SpA" se consolidan en estos estados financieros. Los activos, pasivos y resultados se incluyen en las cuentas anuales consolidadas después de las eliminaciones y/o ajustes que corresponden a las operaciones propias del Grupo EECL (Ver Anexo 1 a).

2.5 Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación

Corresponde a la participación en sociedades en la que EECL posee control conjunto con otra sociedad o en las que ejerce una influencia significativa.

El método de la participación consiste en registrar la participación por la fracción del patrimonio neto que representa la participación de la Sociedad sobre el capital ajustado de la emisora.

Las entidades asociadas son aquellas entidades en donde la Sociedad tiene influencia significativa, pero no control, sobre las políticas financieras y operacionales.

El detalle de las sociedades contabilizadas por el método de la participación se describe en Anexo 1 b).

La filial Transmisora Eléctrica del Norte S.A. es contabilizada por el método de la participación.

Un negocio conjunto es un acuerdo conjunto mediante el cual las partes que tienen control conjunto del acuerdo tienen derecho a los activos netos del acuerdo conjunto. Control conjunto es el acuerdo contractual para compartir el control de un acuerdo, que sólo existe cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Los resultados, activos y pasivos de las asociadas y/o negocios conjuntos son incorporados en estos Estados Financieros utilizando el método de la participación, excepto cuando la inversión es clasificada como mantenida para la venta, en cuyo caso es contabilizada en conformidad con NIIF 5 Activos No Corrientes Mantenedos para la Venta y Operaciones Discontinuadas. Bajo el método de la participación, las inversiones en asociadas y/o negocios conjuntos son registradas inicialmente al costo, y son ajustadas posteriormente en función de los cambios que experimenta, tras la adquisición, la porción de los activos netos de la asociada que corresponde a la Sociedad, menos cualquier deterioro en el valor de las inversiones individuales.

Cuando la participación del Grupo en las pérdidas de una asociada o negocio conjunto excede su participación en éstos, la entidad dejará de reconocer su participación en las pérdidas adicionales. La participación en una asociada o negocio conjunto será el importe en libros de la inversión en la asociada o negocio conjunto determinado según el método de la participación, junto con cualquier participación a largo plazo que, en esencia, forme parte de la inversión neta de la entidad en la asociada o negocio conjunto.

Una inversión en una asociada y/o negocio conjunto se contabilizará utilizando el método de la participación, desde la fecha en que pasa a ser una asociada o negocio conjunto. En el momento de la adquisición de la inversión en una asociada o negocio conjunto cualquier exceso del costo de la inversión sobre y la participación de la Compañía en el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables de la participada, se contabilizará como plusvalía, y se incluirá en el importe en libros de la inversión. Cualquier exceso de la participación de la entidad en el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables de la participada sobre el costo de la inversión, después de efectuar una reevaluación, será reconocida inmediatamente en resultados en el período en el cual la inversión fue adquirida.

2.6 Principios de Consolidación

La consolidación de las operaciones de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. y filiales se ha hecho línea por línea sobre la base de los siguientes principios básicos:

1. En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad filial son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en las NIIF. Si el valor razonable de la contraprestación transferida más el valor razonable de cualquier participación no controladora excede el valor razonable de los activos netos adquiridos de la filial, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de una compra a bajo precio, la ganancia resultante se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir el valor razonable de estos montos.
2. Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, la Compañía informará los valores provisionales registrados. Durante el período de medición, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores provisionales reconocidos y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento.
3. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales se presenta, respectivamente, en los rubros "Patrimonio Total: Participaciones no controladoras" del estado de situación financiera consolidado y "Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras" y "Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras" en el Estado de Resultados Integrales Consolidado.
4. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.
5. Los cambios en la participación en las sociedades filiales que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad filial. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

2.7 Cambios en las políticas contables significativas

La Compañía implementó NIIF 16 Arrendamientos a partir del 1 de enero de 2019 y revela los impactos en los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2019. La información comparativa incluida en estos estados financieros no fue reexpresada para reflejar los requerimientos de la nueva norma. Engie Energía Chile S.A. en calidad de arrendatario ha decidido no utilizar la excepción práctica de NIIF 16 que permite no realizar una nueva evaluación sobre contratos antiguos clasificados como arriendo operativo bajo NIC 17 e CINIIF 4: "Como una solución práctica, no se requiere que una entidad evalúe nuevamente si un contrato es, o contiene, un arrendamiento en la fecha de aplicación inicial. En su lugar, se permite que la entidad: (a) aplique esta Norma a contratos que estaban anteriormente identificados como arrendamientos aplicando la NIC 17 Arrendamientos y CINIIF 4 Determinación de si un Acuerdo contiene un Arrendamiento." Dado que, desde el punto de vista del arrendador, no está requerido a hacer ningún ajuste en la transición de NIIF 16, se optó por no analizar los contratos en los que EECL actúa como arrendador. Para la transición a la norma, EECL definió aplicar como modelo el enfoque retrospectivo modificado para el registro del activo por derecho de uso, como un monto igual al pasivo. Este registro se efectuó a partir del 01 de enero de 2019, aplicando de esta forma la norma en su fecha de aplicación obligatoria. El efecto por la aplicación de esta norma asciende a kUSD 24.407 (total consolidado). Las tasas de descuentos (incremental) utilizadas para calcular las respectivas tablas de amortización asociadas a la obligación por arrendamiento fueron determinadas por la Administración de la Compañía, así como también los plazos de los arrendamientos, en aquellos en los que se indica la existencia de renovación. La aplicación de otros pronunciamientos no ha tenido efectos significativos para EECL. El resto de los criterios contables aplicados durante el ejercicio 2019 no han variado respecto a los utilizados en el ejercicio anterior.

2.8 Moneda Funcional y de Presentación

La moneda funcional de la Sociedad y sus filiales es el dólar estadounidense. Toda esta información ha sido redondeada a la unidad de mil más cercana (kUSD).

2.9 Periodo Contable

Los presentes Estados Financieros Consolidados cubren el siguiente período:

- Estados de Situación Financiera Consolidada, por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019 y 2018.
- Estados de Cambios en el Patrimonio, por los años terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018.
- Estados de Resultados Integrales Consolidados, por los años terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018.
- Estados de Flujo de Efectivo Directo, por los años terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

2.10 Conversión de Moneda Extranjera

La moneda funcional de la Sociedad es el dólar estadounidense, que constituye la moneda de presentación de los estados financieros consolidados de ENGIE ENERGIA CHILE S.A. Las transacciones en moneda nacional y extranjera, distintas de la moneda funcional, se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera son traducidos al tipo de cambio de la moneda funcional a la fecha del balance general. Las ganancias y pérdidas en moneda extranjera que resultan de tales transacciones y de la conversión a los tipos de cambio de cierre de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, se reconocen en el estado de resultado consolidado en la línea Diferencia de Cambio.

Los activos y pasivos en moneda extranjera, representan los tipos de cambio y valores del cierre al:

Moneda	31-12-2019 USD 1	31-12-2018 USD 1
Peso Chileno	748,7400	694,7700
Euro	0,8918	0,8742
Yen	108,9000	110,3800
Peso Argentino	59,8300	37,7413
Libra Esterlina	0,7615	0,7874
Unidad de Fomento	37,8101	39,6761

NOTA 3 – CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

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

3.1 Propiedades, Plantas y Equipos

Las propiedades, plantas y equipos son registrados al costo de adquisición y/o de construcción menos depreciación acumulada y pérdidas por deterioro. El costo de propiedad, planta y equipos al 1 de enero de 2009, fecha de transición hacia IFRS, fue determinado a su costo histórico. El costo incluye gastos que han sido atribuidos directamente a la adquisición del activo. El costo de activos autoconstruidos incluye el costo de los materiales, mano de obra directa y cualquier otro costo directamente atribuible al proceso de hacer que el activo sea apto para su operación. Adicionalmente al valor pagado por la adquisición de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

1. Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos calificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión.
2. Los costos posteriores. El costo de reemplazar parte de un ítem de propiedad, planta y equipo es reconocido como activo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con los elementos del activo fijo vayan a ser percibidos por la compañía, y éstos además puedan determinarse de manera fiable. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente.

Los costos de mantenimiento de propiedad, planta y equipos son reconocidos en el resultado cuando ocurren.

Los repuestos estratégicos son clasificados como Propiedad Planta y Equipos, distinguiendo los que serán utilizados para mantenciones mayores y los que son necesarios para responder ante emergencias.

La depreciación es reconocida en el resultado en base a depreciación lineal sobre las vidas útiles económicas de cada componente de un ítem de propiedad, planta y equipo, sin valor residual. Los activos arrendados son depreciados en el periodo más corto entre el arriendo y sus vidas útiles, a menos que sea seguro que la compañía obtendrá la propiedad al final del período de arriendo.

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones que puedan estar asentadas sobre los mismos y tienen una vida útil indefinida y, por lo tanto, no son objeto de depreciación.

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

Cuadro Vidas Útiles Estimadas de los Principales Activos de la Sociedad		Mínima	Máxima
Centrales Carboneras	Vida útil años	25	40
Centrales de Ciclo Combinados	Vida útil años	25	25
Obras Civiles	Vida útil años	25	50
Obras Hidráulicas	Vida útil años	35	50
Líneas de Transmisión	Vida útil años	10	50
Gasoductos	Vida útil años	25	30
Sistemas de Control	Vida útil años	10	14
Sistemas Auxiliares	Vida útil años	7	10
Muebles, Vehículos y Herramientas	Vida útil años	3	10
Otros	Vida útil años	5	20

El Grupo revisa la vida útil de las Propiedades, Plantas y Equipos al final de cada ejercicio anual sobre el cual se informe.

3.2 Combinación de Negocio y Plusvalía

Las combinaciones de negocios se contabilizan utilizando el método de adquisición. Se mide el costo de una adquisición como el agregado de la contraprestación transferida, la cual es medida al valor justo en la fecha de adquisición, y el monto o cantidad de cualquier participación no controladora en la adquirida. Para cada combinación de negocios, el Grupo elige si medir las participaciones no controladoras en la adquirida a valor razonable o en la parte proporcional de los activos netos identificables de la adquirida. Los costos relacionados con la adquisición se registran como gastos incurridos y se incluyen en gastos administrativos.

Cuando el Grupo adquiere un negocio, evalúa los activos y pasivos financieros adquiridos para su clasificación y designación de acuerdo con los términos contractuales, circunstancias económicas y condiciones pertinentes a la fecha de adquisición. Esto incluye la separación de derivados implícitos de contratos principal por la adquirida.

Cualquier contraprestación contingente a ser transferida por la adquiriente será reconocida a su valor razonable en la fecha de la adquisición.

La contraprestación contingente clasificada como patrimonio no se vuelve a medir y su liquidación posterior es contabilizado dentro del patrimonio neto. La contraprestación contingente clasificada como un activo o pasivo que es un instrumento financiero y está dentro del alcance de la NIIF 9 Instrumentos financieros, se miden a valor justo y sus cambios en valor razonable son reconocidos en el estado de resultados de acuerdo con la NIIF 9.

Otras contraprestaciones contingentes que no están dentro del alcance de la NIIF 9 se miden al valor justo en cada fecha de reporte y los cambios en el valor razonable son reconocidos en estado de resultados.

La plusvalía se mide inicialmente al costo (que es el exceso del agregado de la contraprestación transferida y la cantidad reconocida por las participaciones no controladoras y cualquier participación previa mantenida sobre activos netos identificables adquiridos y pasivos asumidos). Si el valor razonable de los activos netos adquiridos es superior a la contraprestación transferida, el Grupo reevalúa si ha identificado correctamente todos los activos adquiridos y todos los pasivos asumidos y revisa los procedimientos utilizados para medir los montos a reconocer en la fecha de adquisición. Si después de la reevaluación todavía resulta en un exceso del valor razonable de los activos netos adquiridos sobre la contraprestación transferida, entonces la ganancia se reconoce en resultados.

Después del reconocimiento inicial, la plusvalía se mide al costo menos cualquier pérdida por deterioro acumulada. Con el propósito de las pruebas de deterioro, la plusvalía adquirida en una combinación de negocios, desde la fecha de adquisición, se asigna a cada una de las unidades generadoras de efectivo del Grupo que se espera se beneficien de la combinación, independientemente de si otros activos o pasivos de la adquirida se asignan a esas unidades.

Cuando la plusvalía ha sido asignada a una unidad generadora de efectivo (UGE) y parte de la operación dentro de esa unidad se elimina, la plusvalía asociada con la operación eliminada se incluye en el importe en libros de la operación para determinar la ganancia o pérdida en la baja o deterioro. La plusvalía castigada o dada en baja en estas circunstancias se mide basada en los valores relativos de la operación enajenada y la porción de la unidad generadora de efectivo retenida.

3.3 Otros Activos No Financieros No Corrientes

La Sociedad incluye dentro de otros activos no financieros no corrientes, aquellos que no clasifican en los rubros de activos tangibles, activos intangibles y activos financieros, que por su naturaleza son de largo plazo.

La Sociedad clasifica aquí todos los proyectos en desarrollo relevantes que se están ejecutando, hasta que comienzan a tener actividades o elementos tangibles, momento en el cual pasan a ser clasificados en Propiedades, Plantas y Equipos.

3.4 Activos Intangibles

Los activos intangibles de relación contractual con clientes corresponden principalmente a contratos de suministro de energía eléctrica, asociados a nuestras filiales Central Termoeléctrica Andina S.A. e Inversiones Hornitos S.A., los cuales se amortizan a contar del año 2011, por un período de 30 años y 15 años respectivamente. El valor presentado por amortización de intangibles de relación contractual con clientes para el período 2010, corresponde al contrato de transporte de gas de nuestra filial Gasoducto Nor Andino SpA. y la amortización es registrada en el rubro costo de venta del estado de resultados, por un período de 11 años.

Los otros activos intangibles identificables corresponden a cesiones y transferencias de derechos, concesiones de líneas de transmisión y otros terrenos fiscales. Estos derechos se registran a su valor de adquisición y su amortización es en base a amortización lineal, en un plazo de 30 años a contar del año 2012.

Intangibles	Vida útil de intangibles	
	Mínima	Máxima
Derechos y Concesiones	20 años	30 años
Relaciones Contractuales con Clientes	10 años	30 años

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, para el caso de las Unidades Generadoras de Efectivo, los activos intangibles con una vida útil indefinida, se realiza el análisis de recuperabilidad de forma sistemática al cierre de cada ejercicio.

El monto recuperable es el mayor entre el valor de mercado menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor de recuperación del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por la Compañía en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso, ENGIE ENERGIA CHILE S.A. prepara las proyecciones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Administración de EECL sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras. Estas proyecciones cubren los próximos cinco años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables que, en ningún caso, son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate.

3.5 Deterioro de Activos

El valor de los activos fijos y su vida útil es revisado anualmente para determinar si hay indicios de deterioro. Esto ocurre cuando existen acontecimientos o circunstancias que indiquen que el valor del activo pudiera no ser recuperable. Cuando el valor del activo en libros excede al valor recuperable, se reconoce una pérdida en el estado de resultados.

El valor recuperable es el mayor valor entre el valor justo menos los costos de venta y su valor de uso. Valor justo menos los costos de venta es el importe que se puede obtener por la venta de un activo o unidad generadora de efectivo, en una transacción realizada en condiciones de independencia mutua, entre partes interesadas y debidamente informadas, menos los costos de disposición. El valor en uso es el valor presente de los flujos futuros estimados del uso continuo de un activo, o si no es posible determinar específicamente para un activo, se utiliza la unidad generadora de efectivo a la cual pertenece dicho activo.

En el caso de activos intangibles y otros activos no financieros no corrientes, se realiza a lo largo del ejercicio y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo y se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista éste se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro.

En el caso de los instrumentos financieros, las sociedades del Grupo tienen definida una política para el registro de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, que se aplica con carácter general, excepto en aquellos casos en que exista alguna particularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad.

El proceso para determinar la obsolescencia de repuestos consiste en revisar artículo por artículo y aplicar el 100% de provisión por deterioro para aquellos bienes que:

- El equipo relacionado está permanentemente fuera de uso.
- No existe el equipo relacionado.
- El repuesto está dañado de tal forma que no se puede usar.
- Y que en cualquiera de los casos anteriores no exista un mercado activo para su venta.

Los inventarios restantes de repuestos tienen una provisión calculada globalmente aplicando la siguiente regla:

- 10% después de 2 años sin uso.
- 20% después de 4 años sin uso.
- 30% después de 6 años sin uso.
- 40% después de 8 años sin uso.
- 50% después de 10 años sin uso.
- 60% después de 12 años sin uso.
- 70% después de 14 años sin uso.
- 80% después de 16 años sin uso.
- 90% después de 18 años sin uso.
- 100% después de 20 años sin uso.

3.6 Activos arrendados

La implementación de la NIIF 16 significa que la mayoría de los arrendamientos son reconocidos en el balance por los arrendatarios, lo que cambia los estados financieros de las compañías y sus índices relacionados en mayor medida. EECL tiene arrendamientos por concesiones de uso oneroso (terrenos) a largo plazo con el gobierno, para vehículos, camionetas y propiedades.

3.6.1 Arrendatario

Como arrendatario, la Compañía reconoce un activo en la fecha en que comienza el arrendamiento si representa el derecho a usar el activo subyacente durante el período del arrendamiento (un activo por derecho de uso) y un pasivo por pagos de arriendo (pasivo por arrendamiento). Los arrendamientos a menos de 12 meses (y no renovables) pueden excluirse, así como los arrendamientos donde el valor del activo subyacente no es significativo. La Compañía reconoce por separado el gasto por intereses del pasivo por arrendamiento y el gasto por amortización del activo por derecho de uso.

3.6.2 Clasificación

Todos los arrendamientos se clasifican como si fueran financieros. Los arrendatarios registran un activo por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento en la fecha en que comienza el arrendamiento.

3.6.3 Cargo por depreciación

Los arrendatarios aplicarán los requisitos de depreciación de la NIC 16, Propiedades, planta y equipo, al depreciar un activo por derecho de uso (amortizar).

3.6.4 Deterioro

Los arrendatarios aplicarán la NIC 36, Deterioro del valor de los activos, para determinar si el activo por derecho de uso se ha deteriorado y para contabilizar las pérdidas por deterioro identificadas.

3.6.5 Arrendador

La contabilidad del arrendador según la NIIF 16 es sustancialmente igual a la contabilidad bajo la NIC 17. Los arrendadores continuarán clasificando al inicio del acuerdo si el arrendamiento es operativo o financiero, en base a la esencia de la transacción. Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo subyacente se clasifican como arrendamientos financieros. El resto de los arrendamientos son clasificados como arrendamientos.

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

3.7 Instrumentos Financieros

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

Los activos financieros abarcan principalmente las inversiones en depósitos a plazo y fondos mutuos de renta fija, los que se reconocen a su valor justo. Estos son clasificados como inversiones mantenidas hasta el vencimiento y son liquidadas antes de o en 90 días.

3.7.1 Jerarquías de Valor Razonable

La Sociedad mide los instrumentos financieros, como los derivados, y los activos no financieros, como las propiedades de inversión, a su valor razonable en cada fecha del balance.

El valor razonable es el precio que se recibiría por vender un activo o se pagaría por transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de medición. La medición del valor razonable se basa en la presunción de que la transacción para vender el activo o transferir el pasivo se lleva a cabo:

- En el mercado principal del activo o pasivo o,
- En ausencia de un mercado principal, en el mercado más ventajoso para el activo o pasivo.

El mercado principal o el más ventajoso debe ser accesible por la Sociedad.

El valor razonable de un activo o un pasivo se mide utilizando los supuestos que los participantes del mercado usarían al fijar el precio del activo o pasivo, suponiendo que los participantes del mercado actúen en su mejor interés económico.

Una medición del valor razonable de un activo no financiero tiene en cuenta la capacidad de un participante del mercado para generar beneficios económicos al usar el activo en su mayor y mejor uso o al venderlo a otro participante del mercado este usaría el activo en su mejor y más alto uso.

La Sociedad usa técnicas de valuación que son apropiadas en las circunstancias y para las cuales hay suficientes datos disponibles para medir el valor razonable, maximizando el uso de datos relevantes observables y minimizando el uso de datos no observables.

Todos los activos y pasivos para los que se mide o revela el valor razonable en los estados financieros se clasifican dentro de la jerarquía del valor razonable, que se describe a continuación:

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

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

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

3.7.2 Activos financieros

Reconocimiento inicial y medición

Los activos financieros se clasifican, en el reconocimiento inicial y en las mediciones posteriores al costo amortizado, el valor razonable a través de otro resultado integral (OCI) y el valor razonable a través de resultados.

La clasificación de los activos financieros en el reconocimiento inicial depende de las características del flujo de efectivo contractual del activo financiero y del modelo de negocio de EECL para administrarlos. Con la excepción de las cuentas por cobrar comerciales que no contienen un

componente financiero significativo o para las cuales la Sociedad ha aplicado una solución práctica, EECL inicialmente mide un activo financiero a su valor razonable más, en el caso de un activo financiero que no esté a valor razonable a través de ganancia o pérdida, costos de transacción.

Cuentas por cobrar comerciales que no contienen un financiamiento significativo

O para el cual la Sociedad ha aplicado una solución práctica se mide al precio de la transacción como es revelado en la sección (IFRS 15, Ingresos de contratos con clientes).

Para que un activo financiero se clasifique y mida al costo amortizado o al valor razonable a través de OCI, debe generar flujos de efectivo que sean "sólo pagos de principal e intereses (SPPI)" sobre el monto del principal pendiente. Esta evaluación se conoce como la prueba SPPI y se realiza a nivel de instrumento. Los activos financieros con flujos de efectivo que no son SPPI se clasifican y miden al valor razonable con cambios en resultados, independientemente del modelo de negocio.

El modelo de negocios de EECL para administrar activos financieros se refiere a cómo administra sus activos financieros para generar flujos de efectivo. El modelo de negocio determina si los flujos de efectivo resultarán de la recolección de flujos de efectivo contractuales, la venta de los activos financieros o ambos. Los activos financieros clasificados y medidos al costo amortizado se mantienen dentro de un modelo de negocios con el objetivo de mantener activos financieros para recolectar flujos de efectivo contractuales, mientras que los activos financieros clasificados y medidos a valor razonable a través de OCI se mantienen dentro de un modelo de negocios con el objetivo de ambos tenencia para cobrar flujos de efectivo contractuales y venta.

Las compras o ventas de activos financieros que requieren la entrega de activos dentro de un marco de tiempo establecido por regulación o convención en el mercado (transacciones regulares) se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en que la Sociedad se compromete a comprar o vender el activo.

Mediciones posteriores

Para fines de medición posterior, los activos financieros se clasifican en cuatro categorías:

- Activos financieros a costo amortizado (instrumentos de deuda).
- Activos financieros a valor razonable a través de OCI con reciclaje de ganancias y pérdidas acumuladas (instrumentos de deuda).
- Activos financieros designados a valor razonable a través de OCI sin reciclaje de ganancias y pérdidas acumuladas en la baja en cuentas (instrumentos de patrimonio).
- Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.

Activos financieros a costo amortizado (instrumentos de deuda)

Los activos financieros al costo amortizado se miden posteriormente utilizando el método de tasa de interés efectivo (EIR) y están sujetos a deterioro. Las ganancias y pérdidas se reconocen en resultados cuando el activo se da de baja, se modifica o se deteriora.

Los activos financieros de EECL al costo amortizado incluyen cuentas por cobrar comerciales, préstamos a una asociada y préstamos a un director incluidos en otros activos financieros no corrientes.

Activos financieros a valor razonable a través de OCI (instrumentos de deuda)

Para los instrumentos de deuda a valor razonable a través de OCI, los ingresos por intereses, la revaluación cambiaria y las pérdidas o reversiones por deterioro se reconocen en el estado de resultados y se calculan de la misma manera que para los activos financieros medidos al costo amortizado. Los cambios en el valor razonable restantes se reconocen en OCI. Al darse de baja, el cambio acumulado del valor razonable reconocido en OCI se recicla a resultados.

Los instrumentos de deuda de EECL a valor razonable a través de OCI incluyen inversiones en instrumentos de deuda cotizados incluidos en otros activos financieros no corrientes.

Activos financieros designados a valor razonable a través de OCI (instrumentos de patrimonio)

Tras el reconocimiento inicial, la Sociedad puede optar por clasificar irrevocablemente sus inversiones de capital como instrumentos de patrimonio designados a valor razonable a través de OCI cuando cumplen con la definición de patrimonio según la NIC 32 Instrumentos financieros: Presentación y no son mantenidos para negociación. La clasificación se determina instrumento por instrumento.

Las ganancias y pérdidas en estos activos financieros nunca se reciclan para obtener ganancias o pérdidas. Los dividendos se reconocen como otros ingresos en el estado de resultados cuando se ha establecido el derecho de pago, excepto cuando EECL se beneficia de dichos ingresos como una recuperación de parte del costo del activo financiero, en cuyo caso, dichas ganancias se registran en OCI. Los instrumentos de patrimonio designados a valor razonable a través de OCI no están sujetos a evaluación de deterioro.

La Sociedad eligió clasificar irrevocablemente sus inversiones de capital no cotizadas en esta categoría.

Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se contabilizan en el estado de situación financiera a valor razonable con cambios netos en el valor razonable reconocidos en el estado de resultados.

Esta categoría incluye instrumentos derivados e inversiones de capital cotizadas que EECL no había elegido irrevocablemente para clasificar a valor razonable a través de OCI. Los dividendos sobre las inversiones de capital cotizadas se reconocen como otros ingresos en el estado de resultados cuando se ha establecido el derecho de pago.

Un derivado incluido en un contrato híbrido, con un pasivo financiero o un anfitrión no financiero, se separa del anfitrión y se contabiliza como un derivado separado si: las características económicas y los riesgos no están estrechamente relacionados con el anfitrión; un instrumento separado con los mismos términos que el derivado incorporado cumpliría con la definición de derivado; y el contrato híbrido no se mide al valor razonable con cambios en resultados. Los derivados implícitos se miden al valor razonable con cambios en el valor razonable reconocidos en resultados. La reevaluación solo ocurre si hay un cambio en los términos del contrato que modifica significativamente los flujos de efectivo que de otro modo serían necesarios o una reclasificación de un activo financiero fuera del valor razonable a través de la categoría de pérdidas o ganancias.

Baja en cuentas

Un activo financiero (o, cuando corresponda, una parte de un activo financiero o parte de un grupo de activos financieros similares) se da de baja principalmente (es decir, se elimina del estado consolidado de situación financiera de EECL) cuando:

- Los derechos para recibir flujos de efectivo del activo han expirado, o
- La Sociedad ha transferido sus derechos para recibir flujos de efectivo del activo o ha asumido la obligación de pagar los flujos de efectivo recibidos en su totalidad sin demora material a un tercero en virtud de un acuerdo de 'transferencia'; y (a) la Sociedad ha transferido sustancialmente todos los riesgos y recompensas del activo, o (b) la Sociedad no transfirió ni retuvo sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo, pero ha transferido el control del activo.

Cuando la Sociedad ha transferido sus derechos para recibir flujos de efectivo de un activo o ha celebrado un acuerdo de traspaso, evalúa si, y en qué medida, ha retenido los riesgos y beneficios de la propiedad.

Cuando no ha transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo, ni ha transferido el control del activo, la Sociedad continúa reconociendo el activo transferido en la medida de su participación continua. En ese caso, la Sociedad también reconoce un pasivo asociado. El activo transferido y el pasivo asociado se miden sobre una base que refleja los derechos y obligaciones que EECL ha retenido.

La participación continua que toma la forma de una garantía sobre el activo transferido se mide al menor valor en libros original del activo y la cantidad máxima de contraprestación que EECL podría tener que pagar.

Deterioro

La Sociedad reconoce una reserva para pérdidas crediticias esperadas (PCE) para todos los instrumentos de deuda no mantenidos a valor razonable con cambios en resultados. Las PCE se basan en la diferencia entre los flujos de efectivo contractuales debidos de acuerdo con el contrato y todos los flujos de efectivo que EECL espera recibir, descontados a una aproximación de la tasa de interés efectiva original. Los flujos de efectivo esperados incluirán flujos de efectivo de la venta de garantías colaterales u otras mejoras crediticias que son parte integral de los términos contractuales.

Las PCE se reconocen en dos etapas.

- Para las exposiciones crediticias para las cuales no ha habido un aumento significativo en el riesgo crediticio desde el reconocimiento inicial, se proporcionan PCE para pérdidas crediticias que resultan de eventos de incumplimiento que son posibles dentro de los próximos 12 meses (un PCE de 12 meses).
- Para aquellas exposiciones crediticias para las cuales ha habido un aumento significativo en el riesgo crediticio desde el reconocimiento inicial, se requiere una reserva de pérdidas para las pérdidas crediticias esperadas durante la vida restante de la exposición, independientemente del momento del incumplimiento (una PCE de por vida).

Para las cuentas por cobrar comerciales y los activos contractuales, la Sociedad aplica un enfoque simplificado en el cálculo de las PCE. Por lo tanto, la Sociedad no realiza un seguimiento de los cambios en el riesgo de crédito, sino que reconoce una provisión para pérdidas basada en las PCE de por vida en cada fecha de reporte. La Sociedad ha establecido una matriz de provisiones que se basa en su experiencia histórica de pérdida de crédito, ajustada por factores prospectivos específicos para los deudores y el entorno económico.

Para los instrumentos de deuda a valor razonable a través de OCI, EECL aplica la simplificación de bajo riesgo de crédito. En cada fecha de presentación de informes, EECL evalúa si se considera que el instrumento de deuda tiene un bajo riesgo crediticio utilizando toda la información razonable y respaldable que esté disponible sin un costo o esfuerzo indebido. Al hacer esa evaluación, EECL reevalúa la calificación crediticia interna del instrumento de deuda. Además, EECL considera que ha habido un aumento significativo en el riesgo de crédito cuando los pagos contractuales están atrasados más de 30 días.

La Sociedad considera un activo financiero en incumplimiento cuando los pagos contractuales están vencidos 90 días. Sin embargo, en ciertos casos, EECL también puede considerar que un activo financiero está en incumplimiento cuando la información interna o externa indica que es poco probable que EECL reciba los montos contractuales pendientes en su totalidad antes de tener en cuenta las mejoras crediticias que posee la Sociedad. Un activo financiero se da de baja cuando no hay una expectativa razonable de recuperar los flujos de efectivo contractuales.

3.7.3 Pasivos financieros

Reconocimiento inicial y medición

Los pasivos financieros se clasifican, en el reconocimiento inicial, como pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados, préstamos y obligaciones, cuentas por pagar, o como derivados designados como instrumentos de cobertura en una cobertura efectiva, según corresponda.

Todos los pasivos financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable y, en el caso de préstamos y obligaciones, cuentas por pagar, netos de los costos de transacción directamente atribuibles. Los pasivos financieros de la Sociedad incluyen cuentas por pagar comerciales y de otro tipo, préstamos y obligaciones, incluidos sobregiros bancarios e instrumentos financieros derivados.

Mediciones subsecuentes

Para fines de medición posterior, los pasivos financieros se clasifican en dos categorías:

- Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados.
- Pasivos financieros a costo amortizado (préstamos y obligaciones).

Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Los pasivos financieros al valor razonable con cambios en resultados incluyen los pasivos financieros mantenidos para negociar y los pasivos financieros designados en el reconocimiento inicial como al valor razonable con cambios en resultados.

Los pasivos financieros se clasifican como mantenidos para negociar si se incurren con el propósito de recomprar en el corto plazo. Esta categoría también incluye los instrumentos financieros derivados suscritos por el Grupo que no están designados como instrumentos de cobertura en las relaciones de cobertura según lo definido por la NIIF 9. Los derivados implícitos separados también se clasifican como mantenidos para negociar a menos que se designen como instrumentos de cobertura efectivos. Las ganancias o pérdidas en los pasivos mantenidos para negociar se reconocen en el estado de resultados. Los pasivos financieros designados en el reconocimiento inicial al valor razonable con cambios en resultados se designan en la fecha inicial de reconocimiento, y solo si se cumplen los criterios de la NIIF 9. El grupo no ha designado cualquier responsabilidad financiera como al valor razonable con cambios en resultados.

Pasivos financieros a costo amortizado (préstamos y obligaciones)

Esta es la categoría más relevante para el Grupo. Después del reconocimiento inicial, los préstamos y obligaciones que devengan intereses se miden posteriormente al costo amortizado utilizando el Método del Interés Efectivo, EIR, las ganancias y pérdidas se reconocen en resultados cuando los pasivos se dan de baja, así como a través del proceso de amortización EIR.

El costo amortizado se calcula teniendo en cuenta cualquier descuento o prima en la adquisición y las tarifas o costos que son parte integral de la EIR. La amortización EIR se incluye como costos financieros en el estado de resultados o pérdida

Baja en cuentas

Un pasivo financiero se da de baja cuando la obligación bajo el pasivo se descarga o cancela o expira. Cuando un pasivo financiero existente se reemplaza por otro del mismo prestamista en términos sustancialmente diferentes, o los términos de un pasivo existente se modifican sustancialmente, dicho intercambio o modificación se trata como la baja del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo. La diferencia en los valores en libros respectivos se reconoce en el estado de resultados.

Los activos financieros y los pasivos financieros se compensan y el monto neto se informa en el estado consolidado de situación financiera si actualmente existe un derecho legal exigible para compensar los montos reconocidos y existe la intención de liquidar sobre una base neta, realizar los activos y liquidar los pasivos simultáneamente.

3.7.4 Derivados y operaciones de cobertura

Instrumentos financieros derivados y contabilidad de cobertura

Reconocimiento inicial y medición posterior

La Sociedad utiliza instrumentos financieros derivados, como contratos de divisas a plazo y swap financieros, de tasas de interés y contratos a plazo de materias primas, para cubrir sus riesgos de divisas, riesgos de tasas de interés y riesgos de precios de materias primas, respectivamente. Dichos instrumentos financieros derivados se reconocen inicialmente a su valor razonable en la fecha en que se celebra un contrato de derivados y posteriormente se vuelven a medir a su valor razonable. Los derivados se contabilizan como activos financieros cuando el valor razonable es positivo y como pasivos financieros cuando el valor razonable es negativo.

Para fines de contabilidad de cobertura, las coberturas se clasifican como:

- Coberturas de valor razonable al cubrir la exposición a cambios en el valor razonable de un activo o pasivo reconocido o un compromiso firme no reconocido.
- Coberturas de flujo de efectivo al cubrir la exposición a la variabilidad en los flujos de efectivo que es atribuible a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido o una transacción pronosticada altamente probable o el riesgo de moneda extranjera en un compromiso de empresa no reconocido.
- Coberturas de una inversión neta en un negocio en el extranjero.

Al inicio de una relación de cobertura, el Grupo designa y documenta formalmente la relación de cobertura a la que desea aplicar la contabilidad de cobertura y el objetivo y la estrategia de gestión de riesgos para emprender la cobertura.

La documentación incluye la identificación del instrumento de cobertura, la partida cubierta, la naturaleza del riesgo que se está cubriendo y cómo el Grupo evaluará si la relación de cobertura cumple con los requisitos de efectividad de la cobertura (incluido el análisis de las fuentes de ineficacia de la cobertura y cómo es el índice de cobertura determinado). Una relación de cobertura califica para la contabilidad de cobertura si cumple con todos los siguientes requisitos de efectividad:

- Existe una "relación económica" entre el elemento cubierto y el instrumento de cobertura.
- El efecto del riesgo de crédito no "domina los cambios de valor" que resultan de esa relación económica.
- El rating de cobertura es del mismo que resulta de la cantidad del elemento cubierto que el Grupo realmente cubre y la cantidad del instrumento de cobertura que el Grupo realmente usa para cubrir esa cantidad de artículo cubierto.

Las coberturas que cumplen con todos los criterios de calificación para la contabilidad de cobertura se contabilizan, como se describe a continuación:

Coberturas de valor razonable

El cambio en el valor razonable de un instrumento de cobertura se reconoce en el estado de resultados como otro gasto. El cambio en el valor razonable de la partida cubierta atribuible al riesgo cubierto se registra como parte del valor en libros de la partida cubierta y también se reconoce en el estado de resultados como otro gasto.

Para las coberturas de valor razonable relacionadas con partidas contabilizadas al costo amortizado, cualquier ajuste al valor contable se amortiza a través de resultados durante el período restante de la cobertura utilizando el método EIR. La amortización de EIR puede comenzar tan pronto como exista un ajuste y, a más tardar, cuando la partida cubierta deje de ajustarse por los cambios en su valor razonable atribuibles al riesgo cubierto.

Si la partida cubierta se da de baja, el valor razonable no amortizado se reconoce inmediatamente en resultados.

Cuando un compromiso en firme no reconocido se designa como una partida cubierta, el cambio acumulativo posterior en el valor razonable del compromiso en firme atribuible al riesgo cubierto se reconoce como un activo o pasivo con una ganancia o pérdida correspondiente reconocida en resultados.

Coberturas de flujo de efectivo

La parte efectiva de la ganancia o pérdida en el instrumento de cobertura se reconoce en OCI en la reserva de cobertura de flujo de efectivo, mientras que cualquier parte ineficaz se reconoce inmediatamente en el estado de resultados. La reserva de cobertura de flujo de efectivo se ajusta al menor entre la ganancia o pérdida acumulada en el instrumento de cobertura y el cambio acumulativo en el valor razonable de la partida cubierta.

La Sociedad utiliza contratos de divisas a plazo como coberturas de su exposición al riesgo de divisas en las transacciones previstas y compromisos firmes, así como contratos a plazo de productos básicos por su exposición a la volatilidad en los precios de los productos. La porción ineficaz relacionada con los contratos en moneda extranjera se reconoce como otro gasto y la porción ineficaz relacionada con los contratos de productos básicos se reconoce en otros ingresos o gastos operativos.

La Sociedad designa solo el elemento spot de los contratos a plazo como instrumento de cobertura. El elemento a plazo se reconoce en OCI y se acumula en un componente separado del patrimonio bajo el costo de la reserva de cobertura.

Los importes acumulados en OCI se contabilizan, según la naturaleza de la transacción cubierta subyacente. Si la transacción cubierta resulta posteriormente en el reconocimiento de un elemento no financiero, el monto acumulado en el patrimonio se elimina del componente separado del patrimonio y se incluye en el costo inicial u otro valor en libros del activo o pasivo cubierto. Este no es un ajuste de reclasificación y no se reconocerá en OCI durante el período. Esto también se aplica cuando la transacción de previsión cubierta de un activo no financiero o pasivo no financiero se convierte posteriormente en un compromiso firme para el cual se aplica la contabilidad de cobertura del valor razonable.

Para cualquier otra cobertura de flujo de efectivo, el monto acumulado en OCI se reclasifica a resultados como un ajuste de reclasificación en el mismo período o períodos durante los cuales los flujos de efectivo cubiertos afectan las ganancias o pérdidas.

Si se descontinúa la contabilidad de cobertura de flujo de efectivo, el monto que se ha acumulado en OCI debe permanecer en OCI acumulado si aún se espera que ocurran los flujos de efectivo futuros cubiertos. De lo contrario, el monto se reclasificará inmediatamente a resultados como un ajuste de reclasificación. Después de la interrupción, una vez que se produce el flujo de efectivo cubierto, cualquier cantidad restante en el OCI acumulado debe contabilizarse dependiendo de la naturaleza de la transacción subyacente como se describe anteriormente.

La estrategia de gestión de riesgos financieros de Engie Energía Chile S.A. y sus subsidiarias se enfoca en mitigar el riesgo de tipo de cambio relacionado con ingresos, costos, inversiones de excedentes de efectivo, inversiones en general y deuda denominada en una moneda que no sea el dólar estadounidense.

Los retrasos o cambios en los flujos de pago pueden producir un desajuste entre los flujos de cobertura y la partida cubierta. Para reducir el impacto de estos desajustes en la efectividad de la cobertura, los principales instrumentos cubiertos se complementan con otros instrumentos contratados en su fecha de vencimiento, tales como: (a) depósitos a plazo en UF, (b) acuerdos de repos, (c) extensiones de forwards o (d) nuevos forwards opuestos.

Las coberturas de EECL solo pueden interrumpirse en los siguientes casos:

- La posición del instrumento de cobertura designado caduca y no se prevé ninguna situación o renovación si se vende o liquida, ejerce o cierra.
- La cobertura ya no cumple uno de los requisitos para la contabilidad de cobertura especial.
- Existe evidencia de que la transacción futura prevista que se está cubriendo no se consumará.
- alguna subsidiaria de la Compañía suspende su designación por separado de las otras subsidiarias.

3.8 Inventarios

Este rubro está compuesto principalmente por repuestos para mantenimientos e insumos utilizados en el proceso productivo de generación eléctrica. Estos se registran al costo, sobre la base del método de promedio ponderado. El costo de las existencias excluye los gastos de financiamiento y las diferencias de cambio. El costo de existencias afecta a resultados conforme se consumen.

3.9 Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Actividades Interrumpidas

La Sociedad clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta las Propiedades, Plantas y Equipos, los intangibles, las inversiones en asociadas, los negocios conjuntos y los grupos sujetos a desapropiación (grupo de activos que se van a enajenar junto con sus pasivos directamente asociados), para los cuales en la fecha de cierre del estado de situación financiera se han iniciado gestiones activas para su venta y se estima que es altamente probable que la misma se concrete durante el período de doce meses siguientes a dicha fecha.

Estos activos o grupos sujetos a desapropiación se valorizan por el menor del monto en libros o el valor estimado de venta deducidos los costos necesarios para llevarla a cabo, y dejan de amortizarse desde el momento en que son clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta.

Los activos que dejen de estar clasificados como mantenidos para la venta, o dejen de formar parte de un grupo de elementos enajenables, son valorados al menor de su valor contable antes de su clasificación, menos las depreciaciones, amortizaciones o revalorizaciones que se hubieran reconocido si no se hubieran clasificado como tales, y el valor recuperable en la fecha en la que van a ser reclasificados a Activos no corrientes.

3.10 Provisiones

La Sociedad reconoce una provisión si:

- Como resultado de un suceso pasado, tiene una obligación legal o implícita.
- Puede ser estimada en forma fiable.
- Es probable que sea necesario un egreso de flujo de efectivo para liquidar dicha obligación.

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de hechos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización para la Sociedad, cuyo monto y fecha de pago son inciertos, se registran como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima habrá que desembolsar para cancelar la obligación.

3.10.1 Beneficios post empleo y otros similares

La Sociedad reconoce en su pasivo, a la fecha de cierre de los estados financieros, el valor actual de la obligación por concepto de indemnización por años de servicios (IAS). La valorización de estas obligaciones se efectúa mediante un cálculo actuarial, el cual considera hipótesis de tasas de mortalidad, rotación de los empleados, tasas de interés, fechas de jubilación, efectos por incrementos en los salarios de los empleados, así como los efectos en las variaciones en las prestaciones derivadas de variaciones en la tasa de inflación. Las pérdidas y ganancias actuariales que puedan producirse por variaciones de las obligaciones preestablecidas definidas se registran directamente en otros resultados integrales. Las pérdidas y ganancias actuariales tienen su origen en las desviaciones entre la estimación y la realidad del comportamiento de las hipótesis actuariales o en la reformulación de las hipótesis actuariales establecidas (Ver Nota 26).

3.11 Clasificación del Valor Corriente y No Corriente

La Sociedad clasifica sus activos y pasivos de acuerdo a sus vencimientos; esto es, como corrientes, aquellos activos y pasivos con vencimiento inferior o igual a doce meses, y como no corrientes, aquellos activos y pasivos con vencimiento superior a un año.

Pasivos cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo está asegurado a discreción de la Sociedad, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, podrán clasificarse como pasivos no corrientes y su porción del corto plazo en pasivos corrientes.

3.12 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

Impuesto a la renta corriente

Los activos y pasivos por impuestos a las ganancias corrientes se miden al monto que se espera recuperar o pagar a las autoridades fiscales. Las tasas impositivas y las leyes impositivas utilizadas para calcular el monto son las que se promulgaron o se promulgarán de manera sustancial en la fecha de presentación en los países donde la Sociedad opera y genera ingresos imponible. El impuesto a las ganancias corriente relacionado con

partidas reconocidas directamente en el patrimonio neto se reconoce en el patrimonio neto y no en el estado de resultados. La gerencia evalúa periódicamente las posiciones tomadas en las declaraciones de impuestos con respecto a situaciones en las que las regulaciones fiscales aplicables están sujetas a interpretación y establece disposiciones cuando corresponde.

Impuesto diferido

Los impuestos diferidos se calculan, utilizando el método del pasivo, sobre las diferencias temporales entre las bases imponibles de los activos y pasivos y sus importes en libros para fines de información financiera en la fecha de presentación.

Los pasivos por impuestos diferidos se reconocen por todas las diferencias temporarias imponibles, excepto:

- Cuando el pasivo por impuestos diferidos surge del reconocimiento inicial del goodwill o de un activo o pasivo en una transacción que no es una combinación de negocios y, en el momento de la transacción, no afecta ni a la ganancia contable ni a la ganancia o pérdida imponible.
- Con respecto a las diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en subsidiarias, asociadas e intereses en acuerdos conjuntos, cuando se puede controlar el momento de la reversión de las diferencias temporarias y es probable que las diferencias temporarias no se reviertan en el futuro previsible.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por todas las diferencias temporarias deducibles, el traspaso de créditos fiscales no utilizados y cualquier pérdida fiscal no utilizada. Los activos por impuestos diferidos se reconocen en la medida en que sea probable que haya ganancias imponibles disponibles contra las cuales se puedan utilizar las diferencias temporarias deducibles, y el traspaso de créditos fiscales no utilizados y pérdidas fiscales no utilizadas, excepto:

- Cuando el activo por impuestos diferidos relacionado con la diferencia temporaria deducible surge del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que no es una combinación de negocios y, en el momento de la transacción, no afecta ni la ganancia contable ni la ganancia o pérdida imponible.
- Con respecto a las diferencias temporarias deducibles asociadas con inversiones en subsidiarias, asociadas e intereses en acuerdos conjuntos, los activos por impuestos diferidos se reconocen solo en la medida en que sea probable que las diferencias temporarias se reviertan en el futuro previsible y las ganancias imponibles estarán disponibles contra que las diferencias temporales pueden ser utilizadas.

El valor en libros de los activos por impuestos diferidos se revisa en cada fecha de presentación y se reduce en la medida en que ya no es probable que haya suficientes ganancias imponibles disponibles para permitir la utilización de todo o parte del activo por impuestos diferidos.

Los activos por impuestos diferidos no reconocidos se reevalúan en cada fecha de presentación y se reconocen en la medida en que sea probable que las ganancias imponibles futuras permitan recuperar el activo por impuestos diferidos. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se miden a las tasas impositivas que se espera que se apliquen en el año en que se realiza el activo, o se liquida el pasivo, en función de las tasas impositivas (y las leyes impositivas) que se han promulgado o se promulgarán de manera sustancial en la fecha del reporte.

El impuesto diferido relacionado con partidas reconocidas fuera de resultados se reconoce fuera de resultados. Las partidas de impuestos diferidos se reconocen en correlación con la transacción subyacente, ya sea en otro resultado integral o directamente en el patrimonio neto.

3.13 Reconocimiento de Ingresos y Gastos

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

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

EECL también evalúa si existen costos adicionales para obtener un contrato, así como los costos directamente relacionados con el cumplimiento del contrato. Los ingresos por contratos con clientes se reconocen cuando el control de los bienes o servicios se transfiere al cliente por un monto que refleja la consideración a la que el Grupo espera tener derecho a cambio de esos bienes o servicios. El Grupo generalmente ha concluido que es el principal en sus acuerdos de ingresos, porque generalmente controla los bienes o servicios antes de transferirlos al cliente.

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

Los ingresos ordinarios, corresponden principalmente a ventas de energía, potencia, servicios portuarios, servicios industriales y transmisión eléctrica, los que incluyen los servicios prestados y no facturados al cierre del período, se presentan netos de impuestos, devoluciones, rebajas y descuentos, y son reconocidos cuando el importe de los mismos puede ser medido con fiabilidad, y sea probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la compañía. Estos son imputados en base del criterio del devengo.

- Ventas de energía: Se reconoce como ingreso, la energía suministrada y no facturada al último día del mes de cierre, valorizadas según tarifas vigentes al correspondiente período de consumo. Asimismo, el costo de energía se encuentra incluido en el resultado.
- Ventas de servicios: Se reconocen en el resultado en el período en que se prestan dichos servicios.
- Ingresos por intereses: Los ingresos por intereses se reconocen sobre la base de la proporción de tiempo transcurrido, usando el método del interés efectivo.
- Arrendamientos: Para el caso de activos arrendados y reconocidos como arrendamiento financiero, el valor actual de los pagos está reconocido como una cuenta por cobrar. La diferencia entre este importe bruto a cobrar y el valor actual de dicho pago se reconoce como rendimiento financiero. Estos ingresos se reconocen como resultado a través del método lineal, durante el plazo del arrendamiento.

3.14 Ganancia (Pérdida) por Acción

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

3.15 Dividendos

La política de dividendos de EECL consiste en pagar el dividendo mínimo obligatorio en conformidad a la Ley y los estatutos sociales, pudiendo aprobarse dividendos por sobre el mínimo obligatorio si las condiciones de la compañía lo permiten. Cada año el directorio propone un pago de dividendos según los resultados financieros, los recursos líquidos disponibles y los requerimientos de financiamiento estimados para inversiones de capital. El dividendo propuesto por el directorio debe ser aprobado en Junta Ordinaria de Accionistas, según lo establece la ley.

En relación a las circulares N°1945 y N°1983 de la Comisión para el Mercado Financiero, el directorio de la Sociedad acordó que la utilidad líquida distribuable será la que se refleja en los estados financieros como Utilidad del Ejercicio atribuible a los tenedores de acciones, sin efectuar ajustes sobre las mismas.

En cuanto a las utilidades que no se distribuyan como dividendos provisorios, se podrá proponer a la respectiva Junta Ordinaria de Accionistas su distribución como dividendo definitivo dentro de los treinta días siguientes a la celebración de la respectiva junta.

3.16 Efectivo y Equivalentes al Efectivo

El efectivo y equivalente de efectivo comprende el efectivo en caja, cuentas corrientes bancarias sin restricciones, depósitos a plazo y valores negociables cuyo vencimiento no supere los 90 días, siendo fácilmente convertibles en cantidades conocidas de efectivo y con riesgo poco significativo de cambios a su valor.

3.17 Segmentos de Operación

El negocio principal de la Sociedad es la generación y venta de energía eléctrica. Para ello cuenta con centrales térmicas, de ciclo combinado, solar e hidroeléctrica que producen dicha energía, la que es vendida a clientes con los que se mantienen contratos de suministros de acuerdo a lo estipulado en la Ley Eléctrica, clasificando a éstos como clientes regulados, clientes libres y mercado spot.

No existe una relación directa entre cada una de las unidades generadoras y los contratos de suministro, sino que éstos se establecen de acuerdo a la capacidad total de la Sociedad, siendo abastecidos con la generación de cualquiera de las plantas o, en su defecto, con compras de energía a otras compañías generadoras.

EECL es parte del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), por lo que la generación de cada una de las unidades generadoras está definida por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

Por lo anterior, y dado que EECL opera sólo en el Sistema Eléctrico Nacional, no es aplicable una segmentación geográfica.

La regulación eléctrica en Chile contempla una separación conceptual entre energía y potencia, pero no por tratarse de elementos físicos distintos, sino para efectos de tarificación económicamente eficiente. De ahí que se distinga entre energía que se tarifica en unidades monetarias por unidad de energía (KWh, MWh, etc.) y potencia que se tarifica en unidades monetarias por unidad de potencia – unidad de tiempo (KW-mes).

En consecuencia, para efectos de la aplicación de la IFRS 8, se define como el único segmento operativo para EECL, a la totalidad del negocio descrito.

3.18 Pasivos y Activos Contingentes

Los pasivos contingentes no se reconocen en los estados financieros, pero se revelan en notas a los estados financieros a menos que su ocurrencia sea remota. Los activos contingentes no se reconocen en los estados financieros y se revelan sólo si su flujo económico de beneficios es probable que se realicen.

NOTA 4 – REGULACION SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELECTRICO

4.1 Descripción del Negocio

ENGIE ENERGIA CHILE S.A. tiene por objetivo la producción, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica; compra, venta y transporte de combustibles, ya sean éstos líquidos, sólidos o gaseosos y, adicionalmente, ofrecer servicios de consultoría relacionados a la ingeniería y gestión, al igual que de mantenimiento y reparación de sistemas eléctricos.

Al 31 de diciembre de 2019, ENGIE ENERGIA CHILE S.A. posee una capacidad instalada de 2.201 MW en el Sistema Eléctrico Nacional, conformando aproximadamente el 8,8% del total de la potencia bruta del Sistema. La Sociedad opera 2.293 kms. de líneas de transmisión, un gasoducto de gas natural, con una capacidad de transporte de 8 millones de m³ al día para su distribución y comercialización en la zona norte de Chile.

4.2 Información de Regulación y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

El sector eléctrico en Chile se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos, contenida en el DFL N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. N° 327 de 1998. Tres entidades gubernamentales tienen la responsabilidad en la aplicación y cumplimiento de la Ley; La Comisión Nacional de Energía (CNE), que posee la autoridad para proponer las tarifas reguladas (precios de nudo), así como para elaborar planes indicativos para la construcción de nuevas unidades de generación; la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), que fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas para la generación, transmisión y distribución eléctrica, combustibles líquidos y gas; y el Ministerio de Economía, que revisa y aprueba las tarifas propuestas por la CNE y regula el otorgamiento de concesiones a compañías de generación, transmisión y distribución eléctrica, previo informe de la SEC. La ley establece un Panel de Expertos, que tiene por función primordial resolver las discrepancias que se produzcan entre empresas eléctricas.

El Sistema Eléctrico Nacional se extiende desde Arica a Chiloé.

De acuerdo a la Ley Eléctrica, las compañías que forman parte en la generación en un sistema eléctrico, deben coordinar sus operaciones a través del CEN, con el fin de operar el sistema a mínimo costo, preservando la seguridad del servicio. Para ello, el CEN planifica y realiza la operación del sistema, incluyendo el cálculo de costo marginal horario, precio al cual se valoran las transferencias de energía entre generadores, estando la decisión de generación de cada empresa supeditada al plan de operación del CEN. Las compañías pueden decidir libremente si vender su energía a clientes regulados o no regulados. Cualquier superávit o déficit entre sus ventas a clientes y su producción, es vendido o comprado a otros generadores al costo marginal.

4.3 Tipos de clientes

- a) Clientes regulados: Corresponden a aquellos consumidores residenciales, comerciales, pequeña y mediana industria, con una potencia conectada igual o inferior a 5.000 KW, y que están ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora. El precio de transferencia entre las compañías generadoras y distribuidoras corresponderá al resultado de las licitaciones que éstas lleven a cabo.
- b) Clientes libres: Corresponde a aquella parte de la demanda que tiene una potencia conectada mayor a 5.000 KW, principalmente proveniente de clientes industriales y mineros. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras. Los clientes con potencia entre 500 y 5.000 KW tienen la opción de contratar energía a precios que pueden ser convenidos con sus proveedores –o bien-, seguir sometidos a precios regulados, con un período de permanencia mínimo de cuatro años en cada régimen.
- c) Mercado Spot o de corto plazo: Corresponde a las transacciones de energía y potencia entre compañías generadoras que resulta de la coordinación realizada por el CEN para lograr la operación económica del sistema. Los excesos (déficit) de su producción respecto de sus compromisos comerciales son transferidos mediante ventas (compras) a los otros generadores integrantes del CEN. Para el caso de la energía, las transferencias son valoradas al costo marginal. Para la potencia, las transferencias son valoradas al precio de nudo correspondiente, según ha sido fijado semestralmente por la autoridad.

En Chile, la potencia por remunerar a cada generador depende de un cálculo realizado centralizadamente por el CEN en forma anual, del cual se obtiene la potencia de suficiencia para cada central, valor que es independiente de su despacho.

A partir del año 2010, con la promulgación de la Ley 20.018, las empresas distribuidoras deberán disponer de suministro permanentemente para el total de su demanda, para lo cual deben realizar licitaciones públicas de largo plazo.

4.4 Principales Activos

El parque de la generación de EECL y sus Filiales, que en suma aporta 2.201 MW en el Sistema Eléctrico Nacional (8.8%) de la potencia bruta total aportada en el sistema, está conformado principalmente por centrales térmicas de ciclo combinado y carboneras.

Las centrales carboneras y ciclo combinado se distribuyen en 9 plantas dentro de la región de Antofagasta, ubicadas 6 centrales en Mejillones y 3 centrales en Tocopilla, con una capacidad total de 1.940 MW y otras centrales de menor tamaño que suman 261 MW, que se ubican a lo largo del SEN.

4.5 Energías Renovables

En materia de energías renovables, en abril de 2008 se promulgó la Ley 20.257 y fue modificada con la Ley 20.698 que se promulgó en octubre de 2013, que incentivan el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). El principal aspecto de estas normas es que obliga a los generadores a que al menos un 5% de su energía comercializada provenga de estas fuentes renovables entre los años 2010 y 2014, aumentando progresivamente en 0,5% por año a partir del ejercicio 2015 hasta 2024, donde se alcanzará un 10%, para los contratos celebrados con posterioridad al 31 de agosto de 2007 y con anterioridad al 1 de julio de 2013. Para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos del 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al 18% el año 2024, y un incremento del 2% al año 2025 para llegar al 20% el año 2025.

En el año 2013, ENGIE ENERGIA CHILE S.A. inauguró la Planta Fotovoltaica, El Aguila I con una potencia instalada de 2 MWp.

Con fecha 9 de septiembre de 2016 comenzó su operación comercial la Planta Solar Fotovoltaica Pampa Camarones con una potencia instalada de 6 MWp.

Para el cumplimiento de la normativa vigente, la Sociedad adquiere en el mercado los atributos de Energía Renovable No Convencional (ERNC).

Con fecha 17 de abril de 2019 la Sociedad adquirió las filiales "Solar Los Loros SpA" con una potencia instalada de 46 MWp y "Solairedirect Generación Andacollo SpA" con una potencia instalada de 1,3MWp.

NOTA 5 – REORGANIZACIONES SOCIETARIAS

5.1 Adquisición de filiales

Con fecha 29 de marzo de 2018 la Sociedad adquirió las filiales "Solairedirect Transmisión SpA", "SD Minera SpA", "Solairedirect Generación II SpA", "Solairedirect Generación VI SpA", "Solairedirect Generación IX SpA", "Solairedirect Generación XI SpA", y "Solairedirect Generación XV SpA" a la Sociedad Francesa "Solairedirect S.A.S."

Con fecha 9 de julio de 2018 la Sociedad adquirió la filial Parque Eólico Los Triguales SpA.

Con fecha 17 de abril de 2019 la Sociedad adquirió el total de las acciones de la filial "Solar Los Loros SpA" a Solaire Los Loros Holding SARL ("SARL"). Esta compra fue tratada como una inversión.

Con fecha 17 de abril de 2019 la Sociedad adquirió el total de las acciones de la filial "Solairedirect Generación Andacollo SpA" a Solaire Direct Chile Ltda. y Engie Solar SAS. Esta compra fue tratada como una inversión.

Solairedirect Generación Andacollo SpA fue fusionada en Engie Energía Chile S.A. con fecha 1 de agosto de 2019.

Con fecha 25 de octubre de 2019 SOLAIREDIRECT GENERACIÓN II SPA, se disolvió en virtud de lo dispuesto en el artículo 103 de la Ley 18.046 y del artículo trigésimo primero de los estatutos sociales de Solairedirect Generación II SpA, al reunirse todas sus acciones en manos de la sociedad Engie Energía Chile S.A. Rol único Tributario N° 88.006.900-4, sociedad que adquirió en consecuencia, todos los activos y pasivos, derechos y obligaciones de la sociedad que se disuelve.

Ver detalle en Anexo 1 a).

NOTA 6 – EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

La composición del efectivo y equivalentes al efectivo al 31 de diciembre de 2019 y 2018, clasificado por tipo de efectivo es el siguiente:

Clases de Efectivo y Equivalente de Efectivo (Presentación)	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Efectivo en Caja	45	38
Saldos en Bancos	9.464	6.532
Depósitos a corto plazo, clasificados como equivalentes al efectivo	229.574	54.942
Total de Efectivo y Equivalente de Efectivo	239.083	61.512

Reconciliación saldo inicial flujo efectivo

Reconciliación saldo inicial flujo efectivo	kUSD
Saldo inicial al 01-01-2019	61.512
Incremento por adquisición de filiales (Abril 2019) (1)	2.954
Total saldo inicio reconciliado	64.466

(1) Filial "Solar Los Loros SpA" y Filial "Solairedirect Generación Andacollo SpA".

Los saldos de efectivo y equivalente de efectivo incluidos en el Estado de Situación Financiera, no difieren del presentado en el Estado de Flujo de Efectivo y no tienen restricciones de ningún tipo.

El detalle por cada concepto de efectivo y efectivo equivalente es el siguiente:

6.1 Disponible

El disponible está conformado por los dineros en efectivo mantenidos en Caja y Cuentas corrientes bancarias y su valor libro es igual a su valor razonable.

6.2 Depósitos a Plazo

Los Depósitos a plazo incluyen el capital más los intereses y reajustes devengados a la fecha de cierre.

Entidad	Moneda	Tasa %	Vencimiento	31-12-2019 kUSD	Tasa %	Vencimiento	31-12-2018 kUSD
Banco Consorcio	USD	3,45%	13-01-20	8.027	3,00%	02-01-19	7.008
Banco Consorcio	USD	3,50%	13-01-20	7.023	3,15%	10-01-19	4.001
Banco Corpbanca	USD	3,25%	02-01-20	10.025	-	-	0
Banco Corpbanca	USD	3,50%	02-01-20	10.033	-	-	0
Banco Corpbanca	USD	2,90%	07-01-20	16.018	-	-	0
Banco Corpbanca	USD	2,70%	17-01-20	6.002	-	-	0
Banco Scotiabank	USD	3,55%	09-01-20	15.060	3,00%	02-01-19	7.008
Banco Scotiabank	USD	3,50%	11-01-20	4.013	3,60%	10-01-19	4.002
Banco Scotiabank	USD	2,40%	13-01-20	6.000	-	-	0
Banco Scotiabank	USD	2,55%	14-01-20	16.016	-	-	0
Banco Santander	USD	2,20%	03-01-20	4.501	3,00%	02-01-19	7.008
Banco Santander	USD	1,44%	06-01-20	6.678	3,10%	03-01-19	3.007
Banco Santander	USD	2,24%	10-01-20	6.501	-	-	0
Banco Santander	USD	2,42%	27-01-20	11.000	-	-	0
Banco Estado	USD	2,45%	02-01-20	6.003	2,50%	10-01-19	900
Banco Estado	USD	2,47%	02-01-20	13.010	-	-	0
Banco Estado	USD	1,56%	03-01-20	5.343	-	-	0
Banco Estado	USD	2,32%	03-01-20	12.003	-	-	0
Banco Estado	USD	2,30%	10-01-20	3.001	-	-	0

Entidad	Moneda	Tasa %	Vencimiento	31-12-2019 kUSD	Tasa %	Vencimiento	31-12-2018 kUSD
Banco Chile	USD	3,15%	02-01-20	8.019	2,70%	03-01-19	8.002
Banco Chile	USD	2,20%	28-01-20	3.001	2,70%	16-01-19	3.001
Banco BCI	USD	3,30%	02-01-20	6.019	2,90%	04-01-19	3.002
Banco BCI	USD	2,32%	08-01-20	4.001	2,83%	10-01-19	8.003
Banco BCI	USD	2,71%	10-01-20	10.008	-	-	0
Banco BCI	USD	2,65%	13-01-20	6.004	-	-	0
Banco BCI	USD	2,77%	17-01-20	16.014	-	-	0
Banco BCI	USD	2,57%	27-01-20	10.001	-	-	0
Banco BBVA	USD	1,55%	03-01-20	250	-	-	0
Total Consolidado				229.574			54.942

6.3 Efectivo y Equivalentes al Efectivo

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo						Saldo al 31/12/2019 (1)
	Saldo al 1/1/2019 (1)	Provenientes	Utilizados	Total	Adquisición de filiales	Ventas de filiales	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Nuevos arrendamientos financieros	Otros cambios (2)	
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 19)	751.529	0	(38.250)	(38.250)	0	0	0	0	0	24.425	737.704
Préstamos que devengan intereses (Nota 19)	91.472	175.000	(185.000)	(10.000)	0	0	0	0	0	(809)	80.663
Préstamos de empresas relacionadas (Nota 10.5 y 10.6)	9.460	78.959	(75.784)	3.175	0	0	0	0	0	0	12.635
Total	852.461	253.959	(299.034)	(45.075)	0	0	0	0	0	23.616	831.002

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo						Saldo al 31/12/2018 (1)
	Saldo al 1/1/2018 (1)	Provenientes	Utilizados	Total	Adquisición de filiales	Ventas de filiales	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Nuevos arrendamientos financieros	Otros cambios (2)	
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 19)	748.332	0	(38.250)	(38.250)	0	0	0	0	0	41.447	751.529
Préstamos que devengan intereses (Nota 19)	100.138	90.000	(100.000)	(10.000)	0	0	0	0	0	1.334	91.472
Préstamos de empresas relacionadas (Nota 10.5 y 10.6)	25.206	2.822	(18.568)	(15.746)	0	0	0	0	0	0	9.460
Total	873.676	92.822	(156.818)	(63.996)	0	0	0	0	0	42.781	852.461

(1) Saldo correspondiente a la porción corriente y no corriente

(2) Corresponde al devengamiento de intereses

NOTA 7 – OTROS ACTIVOS FINANCIEROS**Corriente**

Detalle de Instrumentos	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Fondos Mutuos	471	0
Total Otros Activos Financieros	471	0

7.1 Cuotas de Fondos Mutuos Renta Fija

Las cuotas de Fondos Mutuos se encuentran registradas a su valor razonable y su detalle es el siguiente:

Entidad	Moneda	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Banco Santander Río	USD	471	0
Total Fondos Mutuos		471	0

NOTA 8 – OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS CORRIENTES

Los valores registrados por la Sociedad en este rubro corresponden a valores por servicios que serán realizados en meses posteriores y antes de un año de la fecha de cierre del período informado.

Tipos de Pagos	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Seguros Pagados por Anticipado (1)	4.491	346
IVA Crédito Fiscal	2.111	3.795
Pago anticipado Contrato TGN (GNAA) (2)	0	1.709
Anticipos a Proveedores (3)	1.144	2.205
Otros	435	1.058
Total	8.181	9.113

(1) Corresponde a pólizas para EECL y afiliadas, por daños materiales e interrupción del negocio, responsabilidad civil y otros riesgos.

(2) Acuerdo transaccional entre TGN (Transportadora de Gas del Norte S.A.) y GNAA (Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.), por modificación de tipo de contrato de TF: Transporte de gas en condición de firme a TI: Transporte de gas en condición de interrumpible, por los servicios que se prestarán entre mayo de 2014 y diciembre de 2019.

(3) Mayoritariamente incluye anticipos de repuestos.

NOTA 9 – CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

Los saldos incluidos en este rubro en general no devengan intereses.

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

De acuerdo a la IFRS 7 párrafo 36, la Sociedad no tiene garantías tomadas sobre los créditos comerciales otorgados a sus clientes.

El vencimiento promedio de las obligaciones de clientes es de 15 días corridos, desde el momento de su facturación. No existe ningún cliente individual, que mantenga saldos significativos en relación con las ventas o cuentas por cobrar totales de la Sociedad.

Para un mayor análisis del riesgo de los deudores incobrables, ver Nota 21 “Gestión de Riesgos”.

La Sociedad constituye una provisión de incobrables al cierre de cada trimestre, considerando aspectos como la antigüedad de sus cuentas a cobrar y el análisis caso a caso de las mismas.

La Sociedad posee cartera repactada con un cliente, y no posee cartera protestada o en cobranza judicial.

Los valores incluidos en este ítem, corresponden a los siguientes tipos de documentos:

9.1 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes

Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Facturas y cuentas por Cobrar	88.511	151.370
Deudores Varios Corrientes	372	338
Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	7.755	10.090
Total	96.638	161.798

9.2 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes

Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Cuentas por cobrar (*)	73.499	0
Otros Deudores Varios	20	20
Total	73.519	20

(*) Corresponde a las cuentas por cobrar impactadas por el fondo de estabilización de tarifas de acuerdo a “Ley 21.185 Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica”

Los saldos de deudores brutos de la sociedad al 31 de diciembre de 2019, estratificados por morosidad son los siguientes:

	Cartera al Día	Morosidad									Total Corriente	Total No Corriente
		1-30 días	31-60 días	61-90 días	91-120 días	121-150 días	151-180 días	181-210 días	211-250 días	Mas 250 días		
Deudores	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Deudores por operaciones de crédito corriente	82.712	4.697	181	215	194	71	66	35	360	4.083	92.614	73.499
Estimación incobrables	(200)	0	0	(128)	(194)	(71)	(66)	(35)	(360)	(3.049)	(4.103)	0
Deudores varios corrientes	372	0	0	0	0	0	0	0	0	0	372	20
Estimación incobrables	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otras cuentas por cobrar corrientes	7.755	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.755	0
Total	90.639	4.697	181	87	0	0	0	0	0	1.034	96.638	73.519

Lo vencido y no provisionado corresponde a clientes que no tienen problemas de liquidez o solvencia; sin embargo, han objetado algún cobro de algunas facturas y a la fecha de los estados financieros nos encontrábamos negociando una solución.

Los saldos de deudores brutos de la sociedad al 31 de diciembre de 2018, estratificados por morosidad son los siguientes:

	Morosidad										Total Corriente	Total No Corriente
	Cartera al Día	1-30 días	31-60 días	61-90 días	91-120 días	121-150 días	151-180 días	181-210 días	211-250 días	Mas 250 días		
Deudores	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Deudores por operaciones de crédito corriente	136.785	10.074	1.115	1869	197	64	224	29	1833	2.773	154.963	0
Estimación incobrables	0	0	0	0	0	0	(92)	(29)	(699)	(2.773)	(3.593)	0
Deudores varios corrientes	338	0	0	0	0	0	0	0	0	0	338	20
Estimación incobrables	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otras cuentas por cobrar corrientes	10.090	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10.090	0
Total	147.213	10.074	1.115	1.869	197	64	132	0	1.134	0	161.798	20

La cartera repactada se define como cartera en incumplimiento o cartera con incremento de riesgo significativa, no pudiendo acceder a clasificaciones de riesgo menores hasta cancelar la totalidad de la repactación. Con esto se asegura que no haya un impacto de disminución de las provisiones producto de una repactación.

Tramos de Morosidad al 31 de Diciembre de 2019	Cartera Repactada		Cartera No Repactada		Total Cartera Bruta	
	N° Clientes	Monto	N° Clientes	Monto	N° Clientes	Monto
Al día	-	0	1.086	90.839	1.086	90.839
Entre 1 y 30 días	-	0	666	4.697	666	4.697
Entre 31 y 60 días	-	0	133	181	133	181
Entre 61 y 90 días	-	0	90	215	90	215
Entre 91 y 120 días	-	0	73	194	73	194
Entre 121 y 150 días	-	0	11	71	11	71
Entre 151 y 180 días	-	0	24	66	24	66
Entre 181 y 210 días	-	0	47	35	47	35
Entre 211 y 250 días	-	0	23	360	23	360
Superior a 251 días	1	2.288	305	1.795	306	4.083
Total		2.288		98.453		100.741

Tramos de Morosidad al 31 de Diciembre de 2018	Cartera Repactada		Cartera No Repactada		Total Cartera Bruta	
	N° Clientes	Monto	N° Clientes	Monto	N° Clientes	Monto
Al día	-	0	997	147.213	997	147.213
Entre 1 y 30 días	-	0	732	10.074	732	10.074
Entre 31 y 60 días	-	0	225	1.115	225	1.115
Entre 61 y 90 días	-	0	133	1.869	133	1.869
Entre 91 y 120 días	-	0	83	197	83	197
Entre 121 y 150 días	-	0	69	64	69	64
Entre 151 y 180 días	-	0	62	224	62	224
Entre 181 y 210 días	-	0	23	29	23	29
Entre 211 y 250 días	-	0	51	1.833	51	1.833
Superior a 251 días	1	2.288	79	485	80	2.773
Total		2.288		163.103		165.391

Provisiones y Castigos	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Saldo Inicial	3.593	2.912
Provisión cartera no repactada	493	1.264
Recuperos del periodo	(412)	(394)
Castigos del período	0	(121)
Otros	429	(68)
Saldo final	4.103	3.593

NOTA 10 – CUENTAS POR COBRAR, CUENTAS POR PAGAR Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS

10.1 Remuneración de Personal Clave de la Gerencia

La Sociedad es administrada por un Directorio compuesto por siete miembros, los cuales permanecen por período de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

En conformidad con lo dispuesto en la Ley N°18.046, en la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 24 de abril de 2018, se procedió a la designación del total de los miembros del directorio, los que durarán dos años en el ejercicio del cargo. La Sociedad ha identificado como personal clave al Gerente General y sus Gerentes Corporativos.

La Junta Ordinaria de Accionistas acordó para el ejercicio 2018 y hasta la fecha en que se celebre la Junta Ordinaria, una dieta para el Directorio correspondiente a 160 U.F. por sesión para cada Director. El Presidente del Directorio percibe una dieta de 320 U.F. por sesión. Estableció también que los Directores suplentes no tendrán derecho a remuneración alguna por el desempeño de sus cargos, excepto cuando asistan a las sesiones en reemplazo de un director titular.

No existen otras remuneraciones pagadas distintas a las que perciben por el desempeño de su función de Director en la Sociedad, excepto lo dispuesto en el párrafo siguiente.

De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 50 bis de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas, en la Junta Ordinaria de Accionistas se deja constancia que se ha elegido un comité de directores. Este comité es integrado por los directores independientes. La remuneración será de 55 U.F. mensual a todo evento, además para su cometido se les asigna un presupuesto de 5.000 U.F. anuales. Durante el ejercicio 2019 este comité no ha realizado gastos con cargo a este presupuesto.

Remuneraciones del Directorio	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Cristian Eyzaguirre, Director	101	109
Emilio Pellegrini, Director (*)	0	29
Mauro Valdes, Director	101	109
Claudio Iglesias, Director	101	80
Total Honorarios por Remuneración del Directorio	303	327

(*) En la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada con fecha 24 de abril de 2018, dejó su cargo de director el señor Emilio Pellegrini.

El Directorio de la Sociedad, en su sesión del 28 de mayo de 2019 tomó conocimiento de las renunciaciones presentadas por el director y Presidente del Directorio don Philip De Cnudde y el director suplente respectivo don Dante Dell'Elce y acordó designar como director reemplazante y Presidente del Directorio a don Frank Demaille, quien asumió de inmediato en tal calidad.

ENGIE ENERGIA CHILE S.A., durante el ejercicio 2019, no pagó asesorías adicionales a ningún miembro del Directorio de la Sociedad, y registra gastos por un monto de kUSD 119 por concepto de gastos generales del Directorio en el mismo periodo.

Remuneración de Gerentes y Ejecutivos Principales	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Remuneraciones	2.291	2.634
Beneficios de corto plazo	317	695
Total	2.608	3.329

Los costos incluyen las remuneraciones recurrentes mensuales y parte de éstas son variables y se otorga a través de bonos los cuales son en función del desempeño personal y de los resultados obtenidos por la Sociedad en el ejercicio. Además incluye indemnizaciones por años de servicios.

10.2 Personal Clave de la Gerencia

Nombre	Cargo
Axel Levêque	Gerente General
Fernando Valdés	Gerente Corporativo Jurídico
Rodrigo Cuadros *	Gerente Corporativo de Negocios Grandes Clientes
Eduardo Milligan	Gerente Corporativo de Finanzas y Servicios Compartidos
Andrea Cabrera	Gerente Corporativo de Recursos Humanos
Beatriz Monreal	Gerente Corporativo de Asuntos Corporativos
Gabriel Marcuz	Gerente Corporativo de Operaciones
Carlos Arias	Gerente Corporativo de Negocios BTB

* En el mes de junio 2019 el Gerente Corporativo de Negocios Grandes Clientes dejó de pertenecer a la Sociedad.

10.3 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente

Las operaciones por cobrar, pagar y transacciones con entidades relacionadas se ajustan a lo establecido en los artículos N° 44 y N° 49 de la Ley N° 18.046, sobre Sociedades Anónimas. La Sociedad no registra provisión por cuentas por cobrar de dudoso cobro, ya que dichas obligaciones son pagadas dentro de los plazos establecidos, los que varían entre 7 y 30 días.

Las cuentas por cobrar a entidades relacionadas son las siguientes:

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	95	0
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	7.934	3.287
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	UF	2	9
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	0	1
96.885.200-0	ENGIE Latam S.A.	Chile	Matriz	UF	29	32
96.885.200-0	ENGIE Latam S.A.	Chile	Matriz	CLP	0	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control conjunto	USD	3.844	22.754
76.122.327-5	Desert Bioenergy S.A.	Chile	Afiliada	CLP	2	13
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	Peso Argentino	0	1
76.129.879-8	Solairedirect Chile Ltda.	Chile	Matriz Común	CLP	20	0
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	Chile	Matriz Común	CLP	0	10
76.169.132-5	Solairedirect Generación Andacollo SpA	Chile	Matriz Común	CLP	0	9
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	10	0
0-E	Suez International	Francia	Matriz Común	USD	20	0
88.689.100-8	IMA Industrial Ltda.	Chile	Matriz Común	UF	10	
76.242.762-1	IMA S.A.	Chile	Matriz Común	USD	33	0
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente					11.999	26.116

10.4 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (1)	Chile	Control conjunto	USD	27.722	26.216
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente					27.722	26.216

(1) Préstamo otorgado a Transmisora Eléctrica del Norte S.A., que devenga interés a tasa anual Libor 180 días + 2,7%, con plazo de vencimiento al 17 de julio de 2024.

10.5 Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes.

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
96.885.200-0	ENGIE Latam S.A.	Chile	Matriz	USD	0	2.519
96.885.200-0	ENGIE Latam S.A.	Chile	Matriz	EUR	21	0
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	996	3.716
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	338	451
77.292.170-5	Inversiones Punta Rieles Ltda. (1)	Chile	Accionista	USD	3.762	0
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Matriz Común	USD	222	0
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	UF	7	437
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	45	0
0-E	Engie GBS Latam SA de CV	México	Matriz Común	USD	523	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control conjunto	USD	2.220	644
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control conjunto	CLP	1.718	589
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.(2)	Chile	Control conjunto	USD	1.263	1.148
76.284.839-2	Laborelec Chile Spa	Chile	Matriz Común	EUR	65	56
76.284.839-2	Laborelec Chile Spa	Chile	Matriz Común	UF	46	0
76.108.126-8	IMA Automatización Ltda.	Chile	Matriz Común	UF	46	15
88.689.100-8	IMA Industrial Ltda.	Chile	Matriz Común	UF	665	209
88.689.100-8	IMA Industrial Ltda.	Chile	Matriz Común	CLP	100	0
76.169.132-5	Solairedirect Generación Andacollo SpA	Chile	Matriz Común	CLP	0	4
76.247.976-1	Solairedirect Generación V SpA	Chile	Matriz Común	CLP	0	299
76.129.879-8	Solairedirect Chile Ltda.	Chile	Matriz Común	CLP	309	7
0-E	ENGIE Global Markets	Francia	Matriz Común	USD	0	164
78.851.880-3	SUEZ Water Technologies & Solutions	Chile	Matriz Común	USD	0	37
96902900-6	Termika S.A. Ingeniería y Montaje	Chile	Matriz Común	UF	88	0
76.143.206-0	Los Andes Rent a Car Ltda.	Chile	Matriz Común	UF	9	0
0-E	Engie S.A.	Francia	Matriz Común	EUR	72	0
0-E	Engie Information et Technology	Francia	Matriz Común	EUR	65	0
96.858.530-4	Termika Servicios de Mantenimiento S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	55	0
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes					12.635	10.295

(1) corresponde a provisión dividendos

(2) corresponde a la porción corto plazo de leasing por pagar por instalaciones de transmisión y pagaderas en un plazo de 20 años en cuotas mensuales.

10.6 Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corrientes

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	93	313
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (1)	Chile	Control conjunto	USD	56.338	57.601
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corrientes					56.431	57.914

(1) corresponde a la porción largo plazo de leasing por pagar por instalaciones de transmisión y pagaderas en un plazo de 20 años en cuotas mensuales.

10.7 Transacciones con Entidades Relacionadas

Entidad						31-12-2019		31-12-2018	
Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	Descripción de la Transacción	Monto	Efecto en Resultado	Monto	Efecto en Resultado
						kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
96.885.200-0	ENGIE Latam S.A.	Chile	Matriz	USD	Dividendo	59.169	0	15.966	0
96.885.200-0	ENGIE Latam S.A.	Chile	Matriz	USD	Reembolso de Gastos	0	0	36	0
96.885.200-0	ENGIE Latam S.A.	Chile	Matriz	UF	Arriendos	354	354	335	335
96.885.200-0	ENGIE Latam S.A.	Chile	Matriz	CLP	Recuperación de Gastos	0	0	44	0
96.885.200-0	ENGIE Latam S.A.	Chile	Matriz	EUR	Servicios	20	(20)	0	0
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Venta de Energía, Potencia y Servicios	1.055	1.055	1.235	1.235
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Servicio de Regasificación de gas	43.716	(43.716)	46.238	(46.238)
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Recuperación de Gastos	0	0	43	0
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Peaje	693	693	255	255
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Impuestos Verdes	5	5	16	16
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Prestados	1.495	1.495	1.833	1.833
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Venta de Energía y Potencia	49	49	186	186

Entidad						31-12-2019		31-12-2018	
Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	Descripción de la Transacción	Monto	Efecto en Resultado	Monto	Efecto en Resultado
						kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Compra de Energía y Potencia	388	(388)	2.911	(2.911)
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Impuestos Verdes	39	39	0	0
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Peaje	20	20	10	10
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Venta Combustible	0	0	15	0
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Recuperación de Gastos	1	0	2	0
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	Peso argentino	Servicios Prestados	2	2	4	4
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	Peso argentino	Servicios Recibidos	203	(203)	588	(588)
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	USD	Compra de Gas	1.560	(1.560)	4.437	(4.437)
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	USD	Venta de Gas	0	0	4.107	4.107
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	16	16	18	18
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	66	66	65	65
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	146	(146)	154	(154)
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Venta de Gas	15.307	15.307	13.183	13.183
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Transporte de Gas	580	580	523	523
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	Recuperación de Gasto	25	0	2	0
0-E	GDF SUEZ LNG Supply S.A. *	Luxemburgo	Matriz Común	USD	Compra de GNL	0	0	36.864	0
0-E	GDF SUEZ LNG Supply S.A. *	Luxemburgo	Matriz Común	USD	Recuperación de Gastos	0	0	198	0
76.284.839-2	Laborelec Chile SpA	Chile	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	108	(81)	817	(353)
76.284.839-2	Laborelec Chile SpA	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Recibidos	16	0	82	0
59.281.960-0	Laborelec Latin America	Chile	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	180	(163)	0	0

Entidad						31-12-2019		31-12-2018	
Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	Descripción de la Transacción	Monto	Efecto en Resultado	Monto	Efecto en Resultado
						kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
59.281.960-0	Laborelec Latin America	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Recibidos	70	(25)	0	0
77.292.170-5	Inversiones Punta Rieles Ltda.	Chile	Accionista	USD	Dividendos	10.308	0	11.055	0
76.108.126-8	IMA Automatización Ltda	Chile	Matriz Común	USD	Servicios	0	0	162	0
76.108.126-8	IMA Automatización Ltda	Chile	Matriz Común	UF	Servicios	341	(341)	405	(405)
0-E	Tractebel Engineering S.A.	Bélgica	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	66	0	353	0
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	3	0	294	0
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Recibidos	403	(240)	4.089	(239)
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios	55	(55)	6	0
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	11	7	2	0

* A partir del mes de julio de 2018 la filial de ENGIE, GDF SUEZ LNG Supply S.A. fue adquirida por Global LNG, 100% de propiedad de Total S.A.

Entidad						31-12-2019		31-12-2018	
Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	Descripción de la Transacción	Monto	Efecto en Resultado	Monto	Efecto en Resultado
						kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
0-E	ENGIE Global Markets	Francia	Matriz Común	USD	Instrumentos de Derivados	1.210	(1.210)	1.051	(1.006)
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Préstamos (Intereses)	1.529	1.529	3.017	3.017
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Pago de Préstamo	21.559	0	20.381	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	UF	Servicios Prestados	0	0	374	374
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Servicios Prestados	612	612	0	0

Entidad						31-12-2019		31-12-2018	
Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	Descripción de la Transacción	Monto	Efecto en Resultado	Monto	Efecto en Resultado
						kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Recuperación de gastos	5	0	38	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	UF	Arriendo de instalaciones	253	253	269	269
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	CLP	Peajes	7.492	(7.492)	4.529	(4.529)
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	CLP	Venta de Energía y Potencia	229	229	209	209
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Leasing (Capital)	0	0	65.772	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Amortización Leasing (Capital)	1.148	0	1.044	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Amortización Leasing (Intereses)	6.220	(6.220)	6.916	(6.916)
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Dividendos	2.558	0	576	0
88.689.100-8	IMA Industrial Ltda.	Chile	Matriz Común	UF	Servicios	0	0	48	(27)
88.689.100-8	IMA Industrial Ltda.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios	3.671	(3.671)	1.464	(1.324)
88.689.100-8	IMA Industrial Ltda.	Chile	Matriz Común	USD	Servicios	442	(442)	0	0
0-E	SSINERGIE blu.e	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios	101	(101)	108	(33)
76.129.879-8	Solairedirect Chile Ltda.	Chile	Matriz Común	USD	Compra acciones	0	0	1	0
76.129.879-8	Solairedirect Chile Ltda.	Chile	Matriz Común	USD	Proyectos en Desarrollo	0	0	1.339	0
76.129.879-8	Solairedirect Chile Ltda.	Chile	Matriz Común	UF	Servicios	218	(218)	0	0
76.129.879-8	Solairedirect Chile Ltda.	Chile	Matriz Común	USD	Servicios	65	(65)	0	0
0-E	Engie SA	Francia	Matriz Común	USD	Servicios	0	0	49	(49)
0-E	Engie SA	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios	71	(71)	49	(49)
76.592.461-8	Factory Contenidos SpA	Chile	Matriz Común	UF	Servicios	0	0	6	(6)

Entidad						31-12-2019		31-12-2018	
Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	Descripción de la Transacción	Monto	Efecto en Resultado	Monto	Efecto en Resultado
						kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
76.579.088-3	Factory Soluciones SpA	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios	1	(1)	1	(1)
76.023.027-8	Engie Factory Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios	3	(3)	0	0
0-E	Engie Information et Technologies	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios	145	(145)	201	(201)
0-E	Engie (China) Energy Technology CO., LTD.	China	Matriz Común	USD	Servicios	4	0	2	(2)
78.851.880-3	Suez Water Technologies & Solutions	Chile	Matriz Común	USD	Servicios	0	0	31	(31)
96.858.530-4	Termika Servicios de Mantenición S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Recibidos	290	(290)	0	0
96.858.530-4	Termika Servicios de Mantenición S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Recibidos	58	(58)	0	0
96.902.900-6	Termika S.A. Ingeniería y Montajes	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	264	0	0	0
96.902.900-6	Termika S.A. Ingeniería y Montajes	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Recibidos	313	0	0	0
0-E	Engie GBS Latam S.A. de CV	México	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	1.665	(1.665)	0	0
76.143.206-0	Los Andes Rent a Car Ltda.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Recibidos	30	(30)	0	0
96.543.670-7	CAM Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Recibidos	15	(15)	0	0
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Recuperación de gastos	10	0	0	0
0-E	Suez Internacional	Francia	Matriz Común	USD	Recuperación de gastos	20	0	0	0
0-E	Electrabel Corporate HQ Benelux	Bélgica	Matriz Común	USD	Servicios	23	0	0	0
76.242.762-1	IMA S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Recuperación de gastos	33	0	0	0

Existen garantías, otorgadas o recibidas por las transacciones con partes relacionadas (ver Nota 38.2).

No existen deudas de dudoso cobro relativo a saldos pendientes que ameriten provisión ni gastos reconocidos por este concepto.

Todas las transacciones con partes relacionadas fueron realizadas en términos y condiciones de mercado.

NOTA 11 – INVENTARIOS CORRIENTES

La composición del inventario de la Sociedad al cierre, es el siguiente:

Clases de Inventarios	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Materiales y Suministro Operación	102.698	107.169
Provisión Obsolescencia	(24.327)	(27.643)
Provisión Deterioro Repuestos (*)	(42.295)	(12.330)
Carbón	49.939	60.732
Petróleo Bunker N° 6	511	511
Petróleo Diesel	2.398	1.404
Cal Hidratada	5.532	6.972
Caliza – Biomasa – Arena Silice	1.081	2.937
GNL	20.488	18.935
Lubricantes	179	173
Total	116.204	158.860

(*) El incremento del periodo corresponde a la provisión de deterioro de los repuestos de las unidades 14 y 15 de Tocopilla por kUSD 8.477 y de las unidades 1 y 2 de Mejillones por kUSD 21.488.

El detalle de los costos de inventarios reconocidos en gastos en los ejercicios 2019 y 2018, se muestra en el siguiente cuadro:

Gastos del Periodo	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Combustibles para la operación	253.152	271.831
Otros insumos de la operación	12.983	18.543
Materiales y repuestos	8.514	9.131
Total	274.649	299.505

Los movimientos de la provisión de obsolescencia son los siguientes:

Provisión Obsolescencia Inventarios (1)	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Saldo Inicial	27.643	24.799
Reverso provision por venta de repuestos	(1.292)	0
Aumento (disminución) provisión	(2.024)	2.844
Saldo Final	24.327	27.643

(1) Ver criterios de provisión en Nota 3.5 (Deterioro de Activos)

NOTA 12 – IMPUESTOS CORRIENTES

Información general

El saldo de impuesto a la renta por recuperar y por pagar presentado en el activo y pasivo circulante respectivamente está constituido de la siguiente manera:

a) Activos por Impuestos Corrientes

Impuestos por Recuperar	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
PPM	2.379	6.016
Crédito Fuente Extranjera	459	459
Impuesto por Recuperar Ejercicios Anteriores	9.341	3.165
Crédito Activo Fijo 4% tope 500 UTM	0	35
Crédito Sence	274	315
Otros Impuestos por Recuperar	226	226
Total Impuestos por Recuperar	12.679	10.216

b) Pasivos por Impuestos Corrientes

Impuestos a la Renta	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Gasto Tributario Corriente	23.012	9.911
Impuesto Único Artículo 21	420	206
Total Impuestos por Pagar	23.432	10.117

NOTA 13 – OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS, NO CORRIENTE

Otros Activos No Financieros	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Derecho sobre otros activos	2.161	2.161
Proyecto en Desarrollo "Parque Eólico Calama" (1)	0	4.512
Proyecto en Desarrollo "Plantas Solares" (1)	1.163	1.839
Proyecto en Desarrollo "Parque Eólico Los Triguales" (1)	1.484	1.301
Otros Proyectos en Desarrollo (1)	569	528
Otros	330	329
Total	5.707	10.670

- (1) La Sociedad tiene como política registrar como Otros Activos No Financieros en el estado de situación financiera los costos de los proyectos en la fase de desarrollo siempre que su viabilidad técnica y rentabilidad económica estén razonablemente aseguradas. Estos son: Parque Eólico Calama: Consiste en un proyecto eólico ubicado en la ciudad de Calama, y se ha reclasificado a Construcción en Curso de Propiedades Plantas y Equipos. Plantas Solares: Proyectos Fotovoltaicos ubicados entre las regiones Arica y Parinacota y Atacama, en etapa temprana de desarrollo. Parque Eólico Los Triguales: Consiste en un proyecto eólico ubicado en la región de La Araucanía. Otros Proyectos en Desarrollo: Consisten en 3 proyectos eólicos menores.

NOTA 14 – INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION**Sociedades de control conjunto**

El detalle de la sociedad contabilizada por el método de la participación y los movimientos al 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

Tipo de Relación	Sociedad	Número de Acciones	Porcentaje de participación	Saldo al 31/12/2018	Resultado devengado	Provisión dividendos	Variación Reserva derivados de cobertura al 31/12/2019	Total al 31/12/2019
				%	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Control Conjunto	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	1.438.448	50,00%	96.745	7.334	(2.558)	(11.824)	89.697
Total					96.745	7.334	(2.558)	89.697

Resultado Devengado	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	7.334	6.938

R.U.T	Nombre Sociedad	Participación	Activos Corrientes	Activos no Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos no Corrientes	Total Pasivos	Patrimonio Neto	Ingresos Ordinarios	Gastos Ordinarios	Ganancia (Pérdida) Neta
		%	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	50,00%	86.979	748.810	835.789	51.670	724.908	776.578	59.211	85.213	25.151	17.056

Sociedades de control conjunto

El detalle de la sociedad contabilizada por el método de la participación y los movimientos al 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

Tipo de Relación	Sociedad	Número de Acciones	Porcentaje de participación	Saldo al 31/12/2017	Resultado devengado	Provisión dividendos	Variación Reserva derivados de cobertura al 31/12/2018	Total al 31/12/2018
				%	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Control Conjunto	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	1.438.448	50,00%	80.746	6.938	(576)	9.637	96.745
Total					80.746	6.938	(576)	96.745

R.U.T	Nombre Sociedad	Participación	Activos Corrientes	Activos no Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos no Corrientes	Total Pasivos	Patrimonio Neto	Ingresos Ordinarios	Gastos Ordinarios	Ganancia (Pérdida) Neta
		%	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	50,00%	109.388	761.442	870.830	89.308	710.605	799.913	70.917	88.501	24.322	16.264

NOTA 15 – ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE PLUSVALIA

La Sociedad presenta los siguientes activos intangibles: movimiento y reconciliación al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

Activos Intangibles Neto	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes, neto (1)	216.732	233.515
Servidumbres, neto	4.556	4.977
Total Neto	221.288	238.492

(1) Los activos intangibles de relación contractual con clientes corresponden principalmente a contratos de suministro de energía eléctrica, asociados al proyecto de nuestras filiales Central Termoeléctrica Andina S.A. e Inversiones Hornitos S.A., los cuales comenzaron a amortizarse a contar del año 2011, por un período de 30 y 15 años respectivamente. Ver criterios en Nota 3.4

Activos Intangibles Bruto	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes, bruto	362.134	362.134
Servidumbres, bruto	13.063	13.063
Total Bruto	375.197	375.197

Amortización de Activos Intangibles	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Amortización, Intangibles, Relación Contractual Clientes	(145.402)	(128.619)
Amortización, Servidumbres	(8.507)	(8.086)
Total Amortización	(153.909)	(136.705)

Los activos intangibles por concepto presentan el siguiente movimiento durante el periodo 2019 y ejercicio 2018.

Activos Intangibles	Saldo Bruto Inicial 01-01-2019 kUSD	Adiciones (Bajas) Periodo kUSD	Saldo Bruto Final al 31-12-2019 kUSD	Amortización Acumulada al 31-12-2018 kUSD	Amortización Periodo kUSD	Amortización Acumulada (Bajas) 31-12-2019 kUSD	Amortización Acumulada al 31-12-2019 kUSD	Saldo Neto al 31-12-2019 kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes (combinación de negocios)	362.134	0	362.134	(128.619)	(16.783)	0	(145.402)	216.732
Servidumbres	13.063	0	13.063	(8.086)	(421)	0	(8.507)	4.556
TOTALES	375.197	0	375.197	(136.705)	(17.204)	0	(153.909)	221.288

Activos Intangibles	Saldo Bruto Inicial 01-01-2018 kUSD	Adiciones (Bajas) Periodo kUSD	Saldo Bruto Final al 31-12-2018 kUSD	Amortización Acumulada al 31-12-2017 kUSD	Amortización Periodo kUSD	Amortización Acumulada (Bajas) 31-12-2018 kUSD	Amortización Acumulada al 31-12-2018 kUSD	Saldo Neto al 31-12-2018 kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes (combinación de negocios)	362.134	0	362.134	(111.836)	(16.783)	0	(128.619)	233.515
Servidumbres	12.822	241	13.063	(7.668)	(418)	0	(8.086)	4.977
Totales	374.956	241	375.197	(119.504)	(17.201)	0	(136.705)	238.492

La amortización de los activos intangibles es registrada en el rubro costo de venta del estado de resultados (Nota 30).

En diciembre de 2009, producto de la adquisición de las sociedades indicadas en la Nota 16, la Sociedad reconoció, de acuerdo a NIIF 3 “Combinación de Negocio”, activos intangibles asociados a contratos con clientes de las sociedades Central Termoeléctrica Andina S.A. (CTA) e Inversiones Hornitos S.A. (CTH).

Estos se valorizaron mediante la metodología del MEEM (“Multi Excess Earning Method”) que considera el valor de las relaciones contractuales con clientes como el valor presente de los flujos de fondos excedentes que genera el activo intangible durante su vida útil, una vez deducidos los flujos de fondos asociados al resto de los activos operativos tangibles e intangibles existentes, descontados a una tasa de descuento representativa del riesgo de cada activo.

La Sociedad no tiene restricción alguna sobre la titularidad de los activos intangibles, asimismo, no existen compromisos para la adquisición de nuevos activos intangibles (NIC 38 párrafo 122 letra (c) y (d)).

NOTA 16 – PLUSVALÍA

La siguiente tabla resume las clases principales de contraprestación transferidas, y los montos reconocidos de activos adquiridos y los pasivos asumidos a la fecha de adquisición.

Plusvalía	Saldo al 31-12-2019 kUSD	Saldo al 31-12-2018 kUSD
Valor justo de adquisición	1.221.197	1.221.197
Activos identificables adquiridos y pasivos asumidos		
Activo neto	902.929	902.929
Valor Justo Propiedades, planta y equipo	37.466	37.466
Activos Intangibles	315.750	315.750
Pasivos por impuestos diferidos	(60.047)	(60.047)
Subtotal	1.196.098	1.196.098
Plusvalía (Goodwill)	25.099	25.099

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

Con fecha 29 de diciembre de 2009, compañías del Grupo ENGIE LATAM (Ex Engie Chile S.A., Suez Energy Andino – SEA) y Codelco, firmaron un acuerdo para fusionar la Compañía (entidad continuadora), con Inversiones Tocopilla 1. Inversiones Tocopilla 1 fue un vehículo creado para efectos de la fusión, que consideró las inversiones que SEA y Codelco tenían en Electroandina S.A., Central Termoeléctrica Andina S.A., Inversiones Hornitos S.A., Gasoducto Nor Andino S.A. y Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.

Como consecuencia de la fusión, la Compañía es controladora de Central Termoeléctrica Andina S.A., Gasoducto Nor Andino S.A. y Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. y además es propietaria y operadora de los activos de Electroandina S.A. e Inversiones Hornitos S.A.

El valor justo de la adquisición fue determinado mediante la valorización del 100% de los activos entregados en la transacción y los pagos realizados, a la fecha de la transacción. Se utilizó el enfoque de Mercado, que consiste en la actualización de los flujos de caja futuros, actualizados a la tasa de descuento representativa del riesgo de cada activo, las que oscilaban en rangos entre 7% a 8% anual.

El valor justo de los activos fijos se determinó como los valores de reposición ajustados por su vida útil funcional o de mercado. La tasación de los activos fijos fue desarrollada por especialistas externos.

Los activos intangibles, principalmente contratos con clientes, se valorizaron mediante la metodología del MEEM ("Multi Excess Earning Method") que considera el valor de las relaciones contractuales con clientes como el valor presente de los flujos de fondos excedentes que genera el activo intangible durante su vida útil, una vez deducidos los flujos de fondos asociados al resto de los activos operativos tangibles e intangibles existentes, descontados a una tasa de descuento representativa del riesgo de cada activo, las que oscilaban en rangos entre 8% a 9% anual.

NOTA 17 – PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS

Los movimientos registrados en Propiedades, Plantas y Equipos durante el ejercicio 2019 son los siguientes:

Movimientos Año 2019	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas y Equipos	Equipamiento Tecnologías de la Información	Instalaciones Fijas y Accesorios	Vehículos de Motor	Vehículos de Motor	Otras Propiedades Planta y Equipo	Propiedades, Planta y Equipo
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Valor Bruto	954.470	37.469	265.938	2.662.662	33.462	415.291	11.437	0	248.076	4.628.805
Depreciación Acumulada	0	0	(90.005)	(1.388.124)	(28.001)	(250.506)	(8.647)	0	(147.000)	(1.912.283)
Deterioro	0	0	(653)	(62.765)	(132)	(14.926)	0	0	(2.318)	(80.794)
Saldo Inicial al 01-01-2019	954.470	37.469	175.280	1.211.773	5.329	149.859	2.790	0	98.758	2.635.728
Adiciones	174.449	0	32	8.537	6	18	0	26.962	(4.778)	205.226
Adiciones amortización IFRS 16	554	0	0	0	0	0	0	(554)	0	0
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	0	0	0	14.024	0	0	0	0	0	14.024
Bajas	0	0	(345)	(242)	0	(20)	0	0	0	(607)
Deterioro	0	0	(2.020)	(140.988)	(398)	(1)	0	0	(9.560)	(152.967)
Gastos por Depreciación	0	0	(8.146)	(102.615)	(3.155)	(9.803)	(640)	(2.126)	(13.528)	(140.013)
Cierre Obras en Curso	(1.028.468)	499	16.896	963.667	4.694	27.072	739	0	14.901	0
Cambios, Total	(853.465)	499	6.417	742.383	1.147	17.266	99	24.282	(12.965)	(74.337)
Saldo Final 31-12-2019	101.005	37.968	181.697	1.954.156	6.476	167.125	2.889	24.282	85.793	2.561.391

* Con fecha 4 de junio de 2019 se comunicó a la Comisión Nacional de Energía el retiro y desconexión de las unidades generadoras 14 y 15 a contar del mes de enero de 2022. La Sociedad decidió efectuar un ajuste contable por menor valor de activo, registrando en resultados un efecto de kUSD 78.923 (ver Nota 34). La Sociedad podría eventualmente postergar dicho retiro y desconexión a una fecha distinta (en ningún caso posterior al 31 de mayo de 2024).

* Con fecha 20 de diciembre de 2019 se comunicó a la Comisión Nacional de Energía el retiro y desconexión de las unidades generadoras 1 y 2 durante el año 2024. La Sociedad decidió efectuar un ajuste contable por menor valor de activo, registrando en resultados un efecto de kUSD 74.044 (ver Nota 33).

Los movimientos registrados en Propiedades, Plantas y Equipos durante el ejercicio 2018 son los siguientes:

Movimientos Año 2018	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas y Equipos	Equipamiento Tecnologías de la Información	Instalaciones Fijas y Accesorios	Vehículos de Motor	Vehículos de Motor	Otras Propiedades Planta y Equipo	Propiedades, Planta y Equipo
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Valor Bruto	897.101	37.469	178.887	2.607.261	31.434	398.546	11.482	0	194.046	4.356.226
Depreciación Acumulada	0	0	(65.231)	(1.322.938)	(24.322)	(241.819)	(8.180)	0	(132.512)	(1.795.002)
Deterioro	0	0	(446)	(353)	(5)	(14.925)	0	0	(2.000)	(17.729)
Saldo Inicial al 01-01-2018	897.101	37.469	113.210	1.283.970	7.107	141.802	3.302	0	59.534	2.543.495
Reclasificación Valor Bruto	0	0	23.396	(23.406)	35	(35)	0	0	10	0
Reclasificación Depreciación Acumulada	0	0	(17.405)	17.413	(26)	26	0	0	(8)	0
Nuevo Saldo Inicial al 01-01- 2018	897.101	37.469	119.201	1.277.977	7.116	141.793	3.302	0	59.536	2.543.495
Adiciones	233.667	0	0	857	8	0	38	0	47.311	281.881
Bajas	0	0	0	(75)	0	(8.843)	0	0	0	(8.918)
Deterioro *	0	0	(207)	(62.412)	(127)	(1)	0	0	(318)	(63.065)
Gastos por Depreciación	0	0	(7.419)	(82.873)	(3.662)	(8.638)	(596)	0	(14.477)	(117.665)
Cierre Obras en Curso	(176.298)	0	63.705	78.299	1.994	25.548	46	0	6.706	0
Cambios, Total	57.369	0	56.079	(66.204)	(1.787)	8.066	(512)	0	39.222	92.233
Saldo Final 31- 12-2018	954.470	37.469	175.280	1.211.773	5.329	149.859	2.790	0	98.758	2.635.728

* La Comisión Nacional de Energía autorizó la desconexión de las unidades 12 y 13 a contar del mes de abril de 2019, sujeto a la condición del término del proyecto de línea de transmisión Cardones - Polpaico. La desconexión definitiva fue el 7 de junio de 2019.

La composición del rubro Propiedades, Plantas y Equipos, al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Clases de Propiedades, Plantas y Equipos, Neto (Presentación)	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Construcción en Curso		
Construcción en Curso Infraestructura Energética Mejillones	0	886.791
Construcción en Curso Otros	101.005	67.679
Terrenos	37.968	37.469
Edificios	181.697	175.280
Plantas y Equipos		
Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	84.800	82.842
Centrales Termoeléctricas	1.613.143	868.371
Centrales Diesel	1.345	1.088
Centrales Hidroeléctricas	204	264
Centrales Fotovoltaicas	32.653	20.002
Gasoductos	128.843	140.893
Puertos	93.168	98.313

Clases de Propiedades, Plantas y Equipos, Neto (Presentación)	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Equipamiento de Tecnología de la Información	6.476	5.329
Instalaciones Fijas y Accesorios		
Lineas de Transmisión y Subestaciones	164.172	145.791
Otras Instalaciones Fijas y Accesorios	2.953	4.068
Vehículos de Motor	2.889	2.790
Activos por Derechos de Uso	24.282	0
Otras Propiedades, Planta y Equipo		
Edificios en Leasing	12.080	12.398
Lineas de Transmisión y Subestaciones en Leasing	45.837	47.147
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Leasing	3.799	3.895
Otras Propiedades, Planta y Equipo	24.077	35.318
Total Propiedades, Planta y Equipos	2.561.391	2.635.728

Clases de Propiedades, Plantas y Equipos, Bruto (Presentación)	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Construcción en Curso		
Construcción en Curso Infraestructura Energética Mejillones	0	886.791
Construcción en Curso Otros	101.005	67.679
Terrenos	37.968	37.469
Edificios	282.523	265.938
Plantas y Equipos		
Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	317.733	299.730
Centrales Termoeléctricas	2.668.354	1.716.411
Centrales Diesel	42.191	41.628
Centrales Hidroeléctricas	6.426	6.426
Centrales Fotovoltaicas	45.128	22.649
Gasoductos	428.325	427.318
Puertos	148.500	148.500
Equipamiento de Tecnología de la Información	38.157	33.462
Instalaciones Fijas y Accesorios		
Lineas de Transmisión y Subestaciones	381.544	354.566
Otras Instalaciones Fijas y Accesorios	60.818	60.725
Vehículos de Motor	11.902	11.437
Activos por Derechos de Uso	26.962	0

Clases de Propiedades, Plantas y Equipos, Bruto (Presentación)	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Otras Propiedades, Planta y Equipo		
Edificios en Leasing	12.716	12.716
Líneas de Transmisión y Subestaciones en Leasing	52.386	52.386
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Leasing	3.990	3.990
Otras Propiedades, Planta y Equipo	189.105	178.984
Total Propiedades, Planta y Equipos	4.855.733	4.628.805

Clases de Depreciación Acumulada, Propiedades, Plantas y Equipos (Presentación)	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Depreciación Acumulada, Edificios	(98.153)	(90.005)
Depreciación Acumulada, Planta y Equipos		
Depreciación Acumulada, Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	(232.933)	(216.888)
Depreciación Acumulada, Centrales Termoeléctricas	(851.811)	(785.628)
Depreciación Acumulada, Centrales Diesel	(40.493)	(40.187)
Depreciación Acumulada, Centrales Hidroeléctricas	(6.222)	(6.162)
Depreciación Acumulada, Centrales Fotovoltaicas	(12.475)	(2.647)
Depreciación Acumulada, Gasoductos	(299.482)	(286.425)
Depreciación Acumulada Puertos	(55.332)	(50.187)
Depreciación Acumulada, Equipamiento de Tecnologías de la Información	(31.151)	(28.001)
Depreciación Acumulada, Instalaciones Fijas y Accesorios		
Depreciación Acumulada, Líneas de Transmisión y Subestaciones	(202.445)	(193.849)
Depreciación Acumulada, Otras Instalaciones Fijas y Accesorios	(57.865)	(56.657)
Depreciación Acumulada, Vehículos de Motor	(9.013)	(8.647)
Depreciación Acumulada, Activos por Derechos de Uso	(2.680)	0
Depreciación Acumulada, Otras Propiedades, Planta y Equipos		
Depreciación Acumulada, Edificios en Leasing	(636)	(318)
Depreciación Acumulada, Líneas de Transmisión y Subestaciones en Leasing	(6.549)	(5.239)
Depreciación Acumulada, Otras Propiedades, Planta y Equipo en Leasing	(191)	(95)
Depreciación Acumulada, Otras Propiedades, Planta y Equipos	(153.150)	(141.348)
Total Depreciación Acumulada, Propiedades, Planta y Equipos	(2.060.581)	(1.912.283)

Clases de Deterioro de Valor, Propiedades, Plantas y Equipos (Presentación)	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Deterioro de Valor, Edificios	(2.673)	(653)
Deterioro de Valor, Planta y Equipos		
Depreciación Acumulada Centrales Diesel	(353)	(353)
Depreciación Acumulada Centrales Termoeléctricas	(203.400)	(62.412)
Deterioro de Valor, Equipamiento de Tecnologías de la Información	(530)	(132)
Deterioro de Valor, Instalaciones Fijas y Accesorios	(14.927)	(14.926)
Deterioro de Valor, Otras Propiedades, Planta y Equipos	(11.878)	(2.318)
Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos	(233.761)	(80.794)
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos	(2.294.342)	(1.993.077)

La Sociedad no mantiene restricciones de titularidad en ítems de propiedades, plantas y equipos.

Las Propiedades Plantas y Equipos se encuentran valoradas a su costo amortizado que no difiere significativamente de su valor razonable.

A la fecha de estos estados financieros, la Sociedad no cuenta con ítems de propiedad, plantas y equipos temporalmente fuera de servicio.

17.1 Costos de Financiamiento Capitalizados

Proyecto	Tasa de interés	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Infraestructura Energética Mejillones	5,096%	14.985	40.227
Total		14.985	40.227

La tasa utilizada es la ponderada de los créditos que mantiene la Sociedad (Bono 144-A)

17.2 Reconciliación de los pagos mínimos de los Activos en Leasing

Reconciliación de los pagos mínimos del leasing financiero, arrendatario	31 de diciembre de 2019		
	Valor Bruto kUSD	Interés kUSD	Valor Presente kUSD
Menor a un año	7.023	5.760	1.263
Entre 1 año y cinco años	28.093	21.644	6.449
Más de cinco años	91.302	41.414	49.888
Total	126.418	68.818	57.600

Reconciliación de los pagos mínimos del leasing financiero, arrendatario	31 de diciembre de 2018		
	Valor Bruto kUSD	Interés kUSD	Valor Presente kUSD
Menor a un año	7.023	5.875	1.148
Entre 1 año y cinco años	28.093	22.230	5.863
Más de cinco años	98.326	46.588	51.738
Total	133.442	74.693	58.749

Ver nota 10.5 y 10.6

17.3 Activos por Derecho de Uso

Al 31 de diciembre de 2019, las Propiedades, Planta y equipo incluyen kUSD 24.282, correspondiente al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero. EECL mantiene actualmente en sus registros arrendamientos financieros por sus vehículos, concesiones con el Fisco. Los activos por derecho de uso reconocidos como arrendamiento al 31 de diciembre de 2019 son los siguientes:

Activos por Derecho de Uso	31 de diciembre de 2019		
	Valor Bruto kUSD	Interés kUSD	Valor Presente kUSD
Derecho uso terrenos	25.809	(1.982)	23.827
Derecho uso vehiculos	1.153	(698)	455
Total	26.962	(2.680)	24.282

17.4 Leasing Operativo bajo IFRS 16

Reconciliación de los pagos mínimos del leasing, arrendatario	31 de diciembre de 2019			
	Valor Bruto kUSD	Valor Interés kUSD	Valor presente corto plazo kUSD	Valor presente largo plazo kUSD
Menor a un año	2.630	965	1.665	0
Entre 1 año y 3 años	6.321	2.690	0	3.631
Entre 3 años y 5 años	3.515	1.673	0	1.842
Más de 5 años	28.129	10.860	0	17.269
Total	40.595	16.188	1.665	22.742

NOTA 18 – IMPUESTOS DIFERIDOS

Los impuestos diferidos corresponden al monto de los impuestos que la Sociedad tendrá que pagar (pasivos) o recuperar (activos) en ejercicios futuros, relacionados con diferencias temporales entre la base imponible fiscal o tributaria y el importe contable en libros de ciertos activos y pasivos.

Nuestra filial en Argentina considera los efectos producidos impositivamente producto de que el 29 de diciembre de 2017 fue publicada la Ley 27.430 por la que se modifica la Ley del Impuesto a la Renta.

La principal modificación al régimen de Impuesto de Sociedades es el siguiente:

- El artículo 69 de la LIG (Ley de Impuesto a las Ganancias) consiste en reducir la tasa del impuesto de sociedades del 35% al 25% (también aplicable a los establecimientos permanentes). Sin embargo, la reducción se realiza por etapas.

El calendario de reducción de impuestos es el siguiente, de conformidad con el artículo 86 de la Ley 27.430:

1. Para los años fiscales que comienzan entre el 1 de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2019, la tasa corporativa es del 30%; y

2. Para los ejercicios fiscales a partir del 1 de enero de 2020, la tasa del impuesto de sociedades será del 25%.

- El capítulo II de LIG establece la retención de impuestos sobre la distribución de beneficios por parte de entidades residentes y empresas asimiladas. La retención se aplica cuando los beneficiarios de la distribución son personas residentes o no residentes. La tasa de pago se corresponde con la tasa del impuesto corporativo. La distribución de las ganancias ha estado sujeta a una tasa de impuesto corporativo del 35% que no está sujeta a retención fiscal. La distribución de las ganancias (enero de 2010 y 31 de enero de 2019) está sujeta a una tasa de retención de impuestos del 7%. Finalmente, una tasa de impuesto a las sociedades del 25% (años fiscales a partir del 1 de enero de 2020) estará sujeta a una tasa de retención del 13%. Se establecen tasas equivalentes para la distribución de ganancias por establecimientos permanentes.

Ejercicios cerrados	Tasa societaria	Tasa sobre utilidades y dividendos	Efecto cuantitativo	Impuesto teórico
2018 y 2019	30,00%	7,00%	7% de 70 = 4,9	34,90%
2020 en adelante	25,00%	13,00%	13% de 75 = 9,75	34,75%

18.1 Los activos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos:

Activos por Impuestos Diferidos	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Provisiones	12.016	12.916
Activos por Impuestos Diferidos Relativos valor justo Propiedades, Planta y Equipos (no son al costo)	96.292	35.553
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Ingresos Pre Operativos	4.815	5.050
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Pérdidas Tributarias	0	792
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Intangibles	609	653
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Ingresos Diferidos	3.494	5.657
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	1.697	715
Activos por Impuestos Diferidos	118.923	61.336

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

18.2 Los pasivos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos:

Pasivos por Impuestos Diferidos	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Depreciaciones	118.037	103.795
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Obligaciones por Beneficios Post-Empleo	1.154	1.139
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Intangibles	66.796	72.169
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Intereses Capitalizables	38.019	34.964
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Diferencias de Costo de Propiedades, Planta y Equipos en Filiales	51.963	47.058
Pasivos por Impuestos Diferidos por Diferencia de Costo Histórico Propiedades, Planta y Equipos Filial Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	12.548	14.756
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	5.664	7.478
Pasivos por Impuestos Diferidos	294.181	281.359

Los Impuestos diferidos se presentan en el balance como se indica a continuación:

	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Activos por impuestos diferidos no corrientes	18.112	2.151
Pasivos por impuestos diferidos no corrientes	193.370	222.174
Neto	175.258	220.023

La Sociedad se encuentra potencialmente sujeta a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarias de cada país. Dichas auditorías están limitadas a un número de períodos tributarios anuales, los cuales por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas revisiones. Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. El siguiente es un resumen de los períodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

País	Periodo
Chile	2015-2020
Argentina	2016-2020

18.3 Conciliación Tasa Efectiva

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 la conciliación del gasto por impuesto es el siguiente:

18.3.1 Consolidado

Concepto	2019		2018	
	Impuesto 27%	Tasa Efectiva	Impuesto 27%	Tasa Efectiva
	kUSD	%	kUSD	%
Impuesto teórico sobre resultado financiero	43.672	27,00	40.240	27,00
Gastos no aceptados	0	0,00	0	0,00
Diferencias permanentes VP Filiales	(1.980)	(1,23)	(1.766)	(1,18)
Otras diferencias permanentes	912	0,64	(135)	(0,12)
Total Diferencias Permanentes	(1.068)	(0,59)	(1.901)	(1,30)
Gasto por Impuesto a la Renta	42.604	26,41	38.339	25,70

18.3.2 Entidades Nacionales

Concepto	2019		2018	
	Impuesto 27%	Tasa Efectiva	Impuesto 27%	Tasa Efectiva
	kUSD	%	kUSD	%
Impuesto teórico sobre resultado financiero	43.168	27,00	40.392	27,00
Gastos No Aceptados	0	0,00	0	0,00
Diferencias permanentes VP Filiales	(1.980)	(1,24)	(1.766)	(1,18)
Otras Diferencias Permanentes	1.490	0,93	(2.063)	(1,38)
Total Diferencias Permanentes	(490)	(0,31)	(3.829)	(2,56)
Gasto por Impuesto a la Renta	42.678	26,69	36.563	24,44

18.3.3 Entidades Extranjeras

Concepto	2019		2018	
	Impuesto 35%	Tasa Efectiva	Impuesto 35%	Tasa Efectiva
	kUSD	%	kUSD	%
Impuesto teórico sobre resultado financiero, Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	504	35,00	(152)	(35,00)
Gastos No Aceptados	0	0,00	0	0,00
Otras Diferencias Permanentes	(578)	(40,14)	1.928	374,21
Total Diferencias Permanentes	(578)	(40,14)	1.928	374,21
Gasto por Impuesto a la Renta	(74)	(5,14)	1.776	339,21

18.3.4 Efectos en resultado por impuesto a la renta e impuestos diferidos

La composición del cargo a resultados por impuesto a la renta es el siguiente:

Item	2019 kUSD	2018 kUSD
Gasto Tributario Corriente (Provisión Impuesto)	69.482	45.877
Ajuste Gasto Tributario (Ejercicio Anterior)	420	206
Efecto por Activos o Pasivos por Impuesto Diferido del Ejercicio	(556)	(4.165)
Beneficio Tributario por Pérdidas Tributarias	(28.675)	(4.761)
Diferencias Impuesto Otras Jurisdicciones	792	214
Impuesto Primera Categoría en el carácter de único Art.17 N° 8	330	(34)
Impuesto a las ganancias relativos a inversiones en instrumentos de patrimonio de otro resultado integral	811	1.002
Total	42.604	38.339

18.3.5 Impuesto a las ganancias relacionado con otro resultado integral

Item	2019 kUSD	2018 kUSD
Impuesto a las ganancias relativos a inversiones en instrumentos de patrimonio de otro resultado integral	(811)	(1.002)
Total	(811)	(1.002)

18.4 Incrementos (disminuciones) por Combinaciones de Negocios, Pasivos (Activos) por Impuestos Diferidos

Item	2019 kUSD	2018 kUSD
Incrementos (disminuciones) por combinaciones de negocios, pasivos (activos) por impuestos diferidos	16.882	0
Total	16.882	0

18.5 Resultado Tributario de las Filiales Nacionales al término del periodo

Al 31 de Diciembre de 2019 kUSD 246.472.

Al 31 de Diciembre de 2018 kUSD 163.798.

NOTA 19 – OTROS PASIVOS FINANCIEROS

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, los otros pasivos financieros son los siguientes::

Otros Pasivos Financieros	31-12-2019		31-12-2018	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Préstamos que devengan intereses	97.582	737.704	108.391	734.610
Derivados de cobertura (ver nota 20)	4.501	0	1.498	0
Leasing NIIF 16 (*)	1.665	22.742	0	0
Total	103.748	760.446	109.889	734.610

(*) Ver Nota 17.4 Propiedad Planta y Equipo

Préstamos que devengan intereses

Clases de préstamos que devengan intereses	31-12-2019		31-12-2018	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Préstamos bancarios	80.663	0	91.472	0
Obligaciones con público	16.919	737.704	16.919	734.610
Total	97.582	737.704	108.391	734.610

19.1 Préstamos que Devengan Intereses, Corrientes

Entidad Deudora			Entidad Acreedora							Hasta 90 días		90 días a 1 año		Total	Total
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa	Tasa	31-12-2019	31-12-2018	31-12-2019	31-12-2018	31-12-2019	31-12-2018
								Efectiva	Nominal						
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Scotiabank (1)	Chile	USD	Bullet	2,173	2,173	0	40.707	40.169	0	40.169	40.707
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Estado (2)	Chile	USD	Bullet	2,810	2,810	0	10.190	0	0	0	10.190
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Estado (3)	Chile	USD	Bullet	3,100	3,100	0	0	40.494	40.575	40.494	40.575
Préstamos que Devengan Intereses, Total										0	50.897	80.663	40.575	80.663	91.472

(1) El crédito de corto plazo por USD 40 millones con Banco Scotiabank devenga interés a tasa fija, fue renegociado su vencimiento hasta el 16 de octubre de 2020, y se encuentra documentado con pagaré simple registrando la obligación de pago en la fecha convenida, sin restricciones financieras ni operativas y con opción de prepago sin costo para la compañía.

(2) El crédito de corto plazo por USD 10 millones con Banco Estado devenga interés a tasa fija, vencido el abril de 2019 y se encuentra documentado con pagaré simple registrando la obligación de pago en la fecha convenida, sin restricciones financieras ni operativas y con opción de prepago sin costo para la compañía.

(3) El crédito de corto plazo por USD 40 millones con Banco Estado devenga interés a tasa fija, fue renegociado su vencimiento hasta el 25 de junio de 2020 y se encuentra documentado con pagaré simple registrando la obligación de pago en la fecha convenida, sin restricciones financieras ni operativas y con opción de prepago sin costo para la compañía.

19.2 Obligaciones con el Público

19.2.1 Obligaciones con el Público, corriente

Entidad Deudora			Entidad Acreedora							Hasta 90 días		90 días a 1 año		Total	Total
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa	Tasa	31-12-2019	31-12-2018	31-12-2019	31-12-2018	31-12-2019	31-12-2018
								Efectiva	Nominal	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	O-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	6,015	5,625	10.313	10.313	0	0	10.313	10.313
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	O-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	5,228	4,500	6.606	6.606	0	0	6.606	6.606
Obligaciones con el Público, Total										16.919	16.919	0	0	16.919	16.919

19.2.2 Obligaciones con el Público, no corriente

Entidad Deudora			Entidad Acreedora						1 a 3 años		3 a 5 años		Más de 5 años		Total al	
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Valor Nominal	31-12-2019	31-12-2018	31-12-2019	31-12-2018	31-12-2019	31-12-2018
											kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	The Bank of New York Mellon (1)	EEUU	USD	Bullet	6,015	5,625	433.750	398.250	396.629	0	0	0	398.250
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	The Bank of New York Mellon (2)	EEUU	USD	Bullet	5,228	4,500	436.625	0	0	0	339.454	337.981	339.454
Obligaciones con el Público, Total											398.250	396.629	0	0	339.454	737.704

- (1) Con fecha 17 de diciembre de 2010, EECL efectuó una emisión de bonos en el mercado internacional, por un monto total de USD 400.000.000, conforme a las normas de la Regla “144-A” (Rule 144-A) y las Regulación “S” (Regulation S) ambas de la ley de valores de los Estados Unidos de América (U.S. Securities Act. Of 1933). Se solicitó su inscripción en la Lista Oficial de la Bolsa de Comercio de Luxemburgo (Official List of the Luxemburg Stock Exchange) y para ser transados en el Euro MTF Market de la Bolsa de Comercio de Luxemburgo. Los bonos contemplan un plazo de 10 años y una tasa de interés de 5,625%. Los intereses se pagarán semestralmente, comenzando el día 15 de julio de 2011 y el capital se amortizará en una sola cuota final el día 15 de enero de 2021.
- (2) Con fecha 29 de octubre de 2014, EECL efectuó una emisión de bonos en el mercado internacional, por un monto total de USD 350.000.000, conforme a las normas de la Regla “144-A” (Rule 144-A) y las Regulación “S” (Regulation S) ambas de la ley de valores de los Estados Unidos de América (U.S. Securities Act. Of 1933). Se solicitó su inscripción en la Lista Oficial de la Bolsa de Comercio de Luxemburgo (Official List of the Luxemburg Stock Exchange) y para ser transados en el Euro MTF Market de la Bolsa de Comercio de Luxemburgo. Los bonos contemplan un plazo de 10 años y una tasa de interés de 4,500%. Los intereses se pagarán semestralmente, comenzando el día 29 de enero de 2015 y el capital se amortizará en una sola cuota final el día 29 de enero de 2025.

19.2.3 Obligaciones con el público valor nominal

Año 2019

Entidad Deudora		Entidad Acreedora									0 a 1 año	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa	Tasa	Valor	31-12-2019	31-12-2019	31-12-2019	31-12-2019	
								Efectiva	Nominal	Nominal	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	The Bank of New York Mellon (1)	EEUU	USD	Bullet	6,015	5,625	433.750	22.500	411.250	0	0	433.750
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	The Bank of New York Mellon (2)	EEUU	USD	Bullet	5,228	4,500	436.625	15.750	31.500	31.500	357.875	436.625
Total										870.375	38.250	442.750	31.500	357.875	870.375

Año 2018

Entidad Deudora			Entidad Acreedora								0 a 1 año	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa	Tasa	Valor	31-12-2018	31-12-2018	31-12-2018	31-12-2018	
								Efectiva	Nominal	Nominal	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	
88006900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	The Bank of New York Mellon (1)	EEUU	USD	Bullet	6,015	5,625	456.250	22.500	433.750	0	0	456.250
88006900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	The Bank of New York Mellon (2)	EEUU	USD	Bullet	5,228	4,500	452.375	15.750	31.500	31.500	373.625	452.375
Total										908.625	38.250	465.250	31.500	373.625	908.625

NOTA 20 – DERIVADOS Y OPERACIONES DE COBERTURA

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

Cobertura Tipo de cambio	31-12-2019				31-12-2018			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Cobertura flujos de caja	0	0	4.501	0	0	0	1.498	0
Total	0	0	4.501	0	0	0	1.498	0

A continuación se detallan los instrumentos derivados financieros de cobertura y subyacente asociado:

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre		Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
			31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD	
Forward	Tipo de cambio	Obligaciones en moneda local	132.000	96.000	Flujos de caja

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019 y 2018, la Compañía no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

Los contratos de derivados han sido tomados para proteger la exposición al riesgo del tipo de cambio. En el caso de los Forwards en que la compañía no cumpla con los requerimientos formales de documentación para ser calificados como de instrumentos de cobertura, los efectos son registrados en resultados.

En el caso de los contratos de forwards que son calificados de cobertura de flujo de efectivo, se asocian a la reducción de la variabilidad de los flujos de caja denominados en una moneda distinta a la funcional (USD) y contrato por compra y venta de combustible.

Los instrumentos financieros registrados a valor justo en el estado de situación financiera se clasifican de acuerdo a su valor justo, según las jerarquías reveladas en Nota 3.7.1.

Instrumentos Financieros	31-12-2019	31-12-2019	31-12-2018	31-12-2018
	Valor Libro kUSD	Valor Justo kUSD	Valor Libro kUSD	Valor Justo kUSD
Efectivo y equivalentes al efectivo				
Efectivo en caja	45	45	38	38
Saldos en Bancos	9.464	9.464	6.532	6.532
Depósitos a corto plazo, clasificados como equivalentes al efectivo	229.574	229.574	54.942	54.942
Activos Financieros				
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, no corrientes	170.157	170.157	161.798	161.798
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	11.999	11.999	26.116	26.116
Pasivos Financieros				
Otros pasivos financieros	864.194	782.707	902.100	747.770
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	190.426	190.426	159.659	159.659
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes, no corrientes	69.066	69.066	10.608	10.608

Instrumentos Financieros medidos a valor razonable	31-12-2019 kUSD	NIVEL 1 kUSD	NIVEL 2 kUSD	NIVEL 3 kUSD
Activos Financieros				
Activos Financieros a valor razonable con cambio en resultado	0	0	0	0
Total	0	0	0	0
Pasivos Financieros				
Derivados financieros derivados como cobertura de flujo de caja	4.501	0	4.501	0
Total	4.501	0	4.501	0

Instrumentos Financieros medidos a valor razonable	31-12-2018 kUSD	NIVEL 1 kUSD	NIVEL 2 kUSD	NIVEL 3 kUSD
Activos Financieros				
Activos Financieros a valor razonable con cambio en resultado	0	0	0	0
Total	0	0	0	0
Pasivos Financieros				
Derivados financieros derivados como cobertura de flujo de caja	1.498	0	1.498	0
Total	1.498	0	1.498	0

Efectividad de la cobertura - Prospectiva:

La efectividad de la cobertura deberá ser medida en forma prospectiva, simulando diferentes escenarios en la curva de tasas de interés USD-Libor, utilizando el método del "derivado hipotético", el cual consiste en estructurar un derivado de forma tal, que sea 100% efectivo en la cobertura del crédito sindicado. Los cambios del valor justo del derivado hipotético serán comparados con los cambios en el valor justo del "derivado real", el cual corresponde al que la Sociedad obtuvo en el mercado para cubrir el objeto de cobertura. El cociente del cambio en ambos valores justos atribuibles al riesgo cubierto, se deberá encontrar dentro del rango 80% - 125% a lo largo de la vida de la cobertura, para cumplir con la norma especificada en IFRS 9. Esta prueba se lleva a cabo en cada cierre contable, simulando diferentes escenarios en la curva de tasas de interés USD Libor, los cuales se detallan a continuación:

Escenario 1: -50 bps

Escenario 2: -25 bps

Escenario 3: -15 bps

Escenario 4: +15 bps

Escenario 5: +25 bps

Escenario 6: +50 bps

Los resultados obtenidos avalan que la efectividad esperada de la cobertura es alta ante cambios de los flujos de efectivo atribuibles al riesgo cubierto (tasa USD Libor), logrando satisfactoriamente la compensación.

Efectividad de la cobertura - Retrospectiva:

La efectividad de la cobertura deberá ser medida de forma retrospectiva, utilizando el método del derivado hipotético. Esta efectividad debe ser medida evaluando los cambios en el valor razonable del derivado hipotético y del derivado real, considerando los cambios reales ocurridos en el mercado de los inputs utilizados para la valoración.

Inefectividad de la cobertura:

La inefectividad en la cobertura corresponde a la diferencia entre el valor razonable del derivado real y del derivado hipotético, la cual deberá ser reconocida como utilidad o pérdida en los estados de resultados del periodo de medición.

NOTA 21 – GESTION DE RIESGOS

Política de Gestión de Riesgos Financieros

Como parte del desarrollo normal del negocio, EECL se encuentra expuesto a una serie de factores de riesgo que pueden impactar su desempeño y la condición financiera de la entidad, y que son monitoreados periódica y cercanamente por las Áreas de Finanzas y Riesgos y Seguros de la empresa.

EECL tiene procedimientos de Gestión de Riesgos donde se describe la metodología de evaluación y análisis de riesgos, incluyendo la construcción de la matriz de riesgos. La matriz de riesgos es actualizada y revisada semestralmente, y el monitoreo del avance de los planes de acción es realizado de forma permanente. La gestión de riesgos es presentada al Directorio de la Compañía anualmente.

La estrategia de gestión de riesgos financieros de la Compañía está orientada a resguardar la estabilidad y sustentabilidad de EECL en relación a todos aquellos componentes de incertidumbre financiera o eventos de riesgos relevantes.

A continuación, se resume la gestión de riesgo de mercado de la sociedad y sus filiales.

Factores de Riesgo

21.1 Riesgos de Mercado

El riesgo de mercado es el riesgo de que el valor justo de los flujos de caja futuros de un instrumento financiero fluctúe debido a cambios en los precios del mercado. Este se compone de cuatro tipos de riesgo: riesgo de tasas de interés, riesgo de tipo de cambio, riesgo de “commodities” y otros riesgos.

Los instrumentos financieros expuestos al riesgo de mercado son principalmente préstamos y obligaciones bancarias, depósitos a plazo y fondos mutuos, e instrumentos financieros derivados.

21.1.1 Riesgo de Tipo de Cambio

El riesgo de tipo de cambio es el riesgo de que el valor de un activo o pasivo (incluyendo el valor justo de los flujos de caja futuros de un instrumento financiero) fluctúe debido a las variaciones de los tipos de cambio.

En el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019, EECL ha mantenido contratos de cobertura (“forwards y opciones”) con bancos con el fin de disminuir los efectos de las fluctuaciones de tipo de cambio dólar/peso, dólar/euro y dólar/unidad de fomento sobre los flujos de caja de la empresa y sus resultados financieros.

Debido a que la mayor parte de nuestros ingresos, costos y deuda financiera se encuentran denominados en dólares, nuestra exposición al riesgo de fluctuaciones en los tipos de cambio se encuentra limitada. Los ingresos de la compañía están mayoritariamente denominados en dólares o se encuentran indexados a dicha moneda. En el caso de los contratos regulados con distribuidoras, la tarifa se determina en dólares y se convierte a pesos según el tipo de cambio observado promedio mensual, por lo que la exposición al tipo de cambio de estos contratos se encuentra acotada en cuanto a su impacto en el estado de resultados de la compañía. Sin embargo, existe un impacto en el flujo de caja de la compañía relacionado con los rezagos en las publicaciones de los decretos de Precio de Nudo Promedio lo que se traduce en facturaciones mensuales a tipos de cambio distintos a los tipos de cambio mensuales estipulados en cada contrato. Si bien estas diferencias temporales se re-liquidan una vez publicados los decretos de Precio Nudo Promedio, la incertidumbre con respecto al momento de la reliquidación no permite realizar una cobertura efectiva mediante instrumentos derivados. Este rezago en la recaudación de cuentas por cobrar a compañías distribuidoras por las diferencias entre los tipos de cambio efectivamente facturados y los tipos de cambio aplicables según la normativa vigente se ha visto incrementado con la aprobación de la Ley de Estabilización de Tarifas Eléctricas en noviembre de 2019.

Nuestro principal costo en pesos chilenos es el costo relativo al personal y gastos administrativos, que representa aproximadamente un 10% de nuestros costos de operación. Por lo tanto, debido a que la mayor parte de los ingresos de la compañía están denominados en la moneda funcional de la compañía, mientras que algunos costos operacionales son en pesos chilenos, la compañía ha decidido cubrir parcialmente los flujos de pago en pesos correspondientes a partidas recurrentes con fechas de pago conocidas, tales como las remuneraciones, algunos contratos de servicio, y compromisos de pago de dividendos, entre otros. Por

otra parte, en el pasado, la compañía y su filial CTA, han firmado contratos de derivados de cobertura de flujos de caja asociados a los pagos bajo los contratos EPC relacionados con la construcción de proyectos, los que normalmente consideran flujos de pagos periódicos en monedas distintas al dólar (CLF y EUR) hasta el término de los respectivos períodos de construcción de los proyectos. De esta forma, la compañía ha evitado variaciones en el costo de la inversión en activo fijo producto de fluctuaciones en los tipos de cambio ajenas a su control. Al 31 de diciembre de 2019, no existían contratos de derivados asociados a los contratos EPC.

21.1.2 Riesgo de Tasa de Interés

El riesgo de tasas de interés es el riesgo generado por cambios en el valor justo de los flujos de caja en los instrumentos financieros del balance, debido a los cambios de las tasas de interés del mercado. La exposición al riesgo de tasa de interés se produce principalmente por la deuda a largo plazo a tasas de interés flotante. La sociedad y sus filiales administran el riesgo de tasas de interés a través de obligaciones a tasa fija o coberturas de tasas de interés (Interest Rate Swaps o IRS), con los que la Compañía acepta intercambiar, en forma periódica, un monto generado por las diferencias entre una tasa fija y una tasa variable calculadas sobre un notional acordado. Al 31 de diciembre de 2019, la deuda financiera consolidada de EECL se encontraba denominada en un 100% a tasa fija.

	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Tasa de interés fijo	100,00%	100,00%
Tasa de interés variable	0,00%	0,00%
Total	100%	100%

21.2 Riesgo de Precio de Acciones

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, EECL y sus filiales no poseían inversiones en instrumentos de patrimonio.

21.3 Riesgo de Precio de Combustibles

La Compañía está expuesta a la volatilidad de precios de ciertos commodities, ya que sus actividades de generación requieren un suministro continuo de combustibles fósiles, principalmente carbón, petróleo diésel y gas natural licuado con precios internacionales que fluctúan de acuerdo a factores de mercado ajenos a la compañía. Las compras de carbón se realizan en su mayoría de acuerdo a contratos anuales, cuyos precios se encuentran vinculados a indexadores tradicionales en el mercado internacional del carbón. Las compras de petróleo diésel y ciertas compras de gas natural licuado se realizan con precios basados en los valores internacionales del petróleo (WTI o Brent). Asimismo, la compañía cuenta con contratos de compra de gas natural licuado a largo plazo con precios vinculados a Henry Hub.

El precio de los combustibles es un factor clave para el despacho de centrales de generación termoeléctrica, el costo medio de generación de la compañía y los costos marginales del sistema eléctrico en que ella opera. Por esta razón, la compañía ha tenido como política introducir en sus contratos de venta de electricidad, mecanismos de indexación de precio sobre la base de las fluctuaciones de precios de los combustibles relevantes en la determinación de sus costos variables de operación. De esta forma, la compañía ha procurado alinear sus costos de abastecimiento con los ingresos asociados a sus ventas de energía contratada. Sin embargo, la compañía, en su plan de transformación energética, ha considerado privilegiar la indexación de tarifas a la variación de los índices de precios al consumidor por sobre la indexación a precios de combustibles, especialmente a partir del año 2021, con lo que podría temporalmente aumentar su exposición al riesgo de precios de commodities hasta el momento en que cuente con una base de activos de generación renovable suficiente para respaldar los contratos de suministro indexados a la inflación. La empresa ha tomado contratos de productos derivados para cubrir las exposiciones de sus resultados y flujos de caja ante la volatilidad de precios de los combustibles. Por ello su exposición al riesgo de commodities se encuentra mitigada en gran medida, por lo que no se realizan actualmente análisis de sensibilidad.

21.4 Riesgo de Crédito

Nuestros ingresos dependen de ciertos clientes significativos

La mayor parte de nuestras ventas corresponden a grandes clientes mineros y a compañías de distribución de electricidad. Estas ventas se rigen por condiciones establecidas en contratos de largo plazo, lo que genera como consecuencia depender de la capacidad financiera de estos clientes y del cumplimiento de sus obligaciones contractuales.

Una disminución en el precio del cobre y otras materias primas podría afectar de manera desfavorable los ingresos y los resultados financieros de nuestros clientes, causando operaciones de minería reducidas o una menor demanda de electricidad. Asimismo, el menor crecimiento en la demanda de energía de parte de consumidores finales, así como la migración de clientes de las compañías de distribución eléctrica que optan por firmar contratos de suministro eléctrico con compañías generadoras podrían afectar negativamente nuestra condición financiera, resultados operacionales y flujos de caja. Si bien no se espera que la Ley de Estabilización de Tarifas Eléctricas promulgada en noviembre de 2019 afecte significativamente nuestros ingresos, sí se espera que afecte nuestro flujo de caja con el consiguiente costo financiero asociado a un mayor nivel temporal de capital de trabajo.

21.5 Deudores por Venta

El riesgo de crédito es administrado por cada unidad de negocio sujeto a la política, procedimientos y controles establecidos por la Compañía. La Compañía determina límites de crédito para todos sus clientes de acuerdo a sus políticas internas. Tanto los límites de crédito como las políticas son revisados en forma periódica. Los deudores por venta son monitoreados en forma regular en función a su desempeño, considerando los precios internacionales de los minerales y otros factores relevantes; y para las compañías generadoras, en función de su capacidad de generación y su deuda. El deterioro o impairment es analizado en cada fecha de reporte de manera individual para todos los clientes relevantes. La exposición máxima al riesgo de crédito a la fecha de reporte es el valor corriente de los deudores por venta. La Compañía ha evaluado que la concentración de riesgo con respecto a los deudores por venta califica como nivel aceptable, ya que los clientes son principalmente grandes compañías mineras y compañías generadoras y distribuidoras de electricidad de elevada solvencia.

21.6 Activos Financieros y Derivados

El riesgo de crédito al que se encuentra expuesta la Compañía, por las operaciones con bancos e instituciones financieras en cuentas corrientes, depósitos a plazo, fondos mutuos y derivados financieros, es administrado por la gerencia corporativa de finanzas de acuerdo con la política de la Compañía. Las inversiones sólo pueden ser realizadas con contrapartes autorizadas y dentro de los límites de crédito asignados por contraparte. Asimismo, la compañía cuenta con límites por plazo y de diversificación de riesgos por contraparte financiera. Los límites de crédito para cada contraparte son determinados en función de la clasificación de riesgo nacional o internacional e indicadores de liquidez y solvencia de cada institución y son revisados periódicamente por la administración. Los límites son establecidos para minimizar la concentración de riesgos, y por lo tanto mitigar las pérdidas ante un potencial incumplimiento de las contrapartes.

21.7 Riesgo de Liquidez

El riesgo de liquidez está relacionado con las necesidades de fondos para hacer frente a las obligaciones de pago en forma oportuna. El objetivo de la sociedad es mantener un equilibrio entre disponibilidad de fondos y flexibilidad financiera a través de flujos operacionales normales, préstamos, inversiones de corto plazo y líneas de crédito. La sociedad evalúa en forma recurrente la concentración de riesgo con respecto al refinanciamiento de deudas.

Al 31 de diciembre de 2019, la Compañía presentaba un total de USD 80 millones de deuda financiera de corto plazo, con USD 40 millones venciendo en junio de 2020 y USD 40 millones venciendo en octubre de 2020, sin mostrar otros vencimientos de deuda significativos sino hasta el año 2021. Por su sólida calificación crediticia, la sociedad cuenta con acceso abierto a los mercados financieros, así como con efectivo e inversiones de corto plazo por montos que le permiten enfrentar con holgura sus compromisos financieros de corto plazo. Debido a lo anterior, se considera que el riesgo de liquidez de la compañía actualmente es bajo.

21.8 Seguros

Mantenemos seguros que cubren nuestras propiedades, operaciones, terceros, directores y ejecutivos, personal y negocios.

Para los daños materiales e interrupción del negocio, mantenemos pólizas de Todo Riesgo Operación para EECL y afiliadas. Esta póliza cubre nuestros activos físicos, tales como plantas, oficinas, subestaciones, así como el costo de la interrupción del negocio. La póliza incluye cobertura para los riesgos de avería de maquinaria, incendio, explosiones y riesgos de la naturaleza.

Además, nuestra empresa y sus filiales cuentan con cobertura para sus actividades de transporte bajo una póliza de seguro de carga con límites que varían según el tipo de mercancías transportadas y seguro de responsabilidad de un fletador global que abarca la protección e indemnización de riesgos y daños al buque. Adicionalmente, tenemos una póliza de seguro de responsabilidad civil general, incluyendo la responsabilidad del empleador, falla de suministro y el seguro de responsabilidad de accidente automovilístico. Directores y ejecutivos son asegurados bajo una póliza de Responsabilidad Civil de Administradores (D&O).

La Compañía también contrató otros programas de seguros, tales como seguros de vida y pólizas para vehículos, edificios y contenidos, equipos contratistas y responsabilidad civil contratista.

Los proyectos poseen seguro de Todo Riesgo de Construcción incluyendo daños consecuenciales por atraso en las obras (DSU), Responsabilidad Civil, Responsabilidad Civil Empleador y Transporte incluyendo, asimismo, daños consecuenciales por atraso en las obras (DSU).

21.9 Clasificación de Riesgo (no auditado)

Al 31 de diciembre de 2019, EECL contaba con las siguientes clasificaciones de riesgo:

Clasificación de Riesgo Internacional	Solvencia	Perspectivas
Standard and Poor's	BBB	Estable
Fitch Ratings	BBB	Positiva

Clasificación de Riesgo Nacional	Solvencia	Perspectivas	Acciones
Feller - Rate	AA-	Estable	1° Clase Nivel 2
Fitch Ratings	AA-	Positiva	1° Clase Nivel 2

En cuanto a la Clasificación de Riesgo Internacional, el 18 de junio de 2019, Fitch Ratings ratificó la clasificación de deuda de largo plazo de Engie Energía Chile en BBB y cambió la perspectiva de Estable a Positiva. Standard & Poor's clasificó la deuda de largo plazo de Engie Energía Chile en BBB con perspectiva Estable en julio de 2018. En cuanto a la Clasificación de Riesgo en la escala Nacional, el 18 de junio de 2019 Fitch Ratings mantuvo la clasificación de solvencia de la compañía en AA-, cambiando la perspectiva de Estable a Positiva, en tanto Feller Rate subió la clasificación a AA- con perspectiva Estable en enero de 2019. Ambas agencias mantienen las acciones de Engie Energía Chile en 1ª Clase Nivel 2.

NOTA 22 – CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar se detallan a continuación.

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	31-12-2019 KUSD	31-12-2018 kUSD
Facturas por Pagar a Proveedores Extranjeros	28.118	3.972
Facturas por Pagar a Proveedores Nacionales	126.772	106.729
Dividendos por Pagar	0	2.255
Facturas por Recibir Compras Nacionales y Extranjeras	35.536	47.852
Total	190.426	160.808

El valor libro de estas obligaciones no difiere en forma significativa a su valor razonable, debido a que se pagan en 30 días promedio.

Tipo de proveedor	Montos según plazos de pago						31-12-2019 KUSD	Período promedio de pago (días)
	Hasta 30 días KUSD	31-60 días KUSD	61-90 días KUSD	91-120 días KUSD	121-365 días KUSD	366 y más KUSD		
Productos	30.280	0	0	0	0	0	30.280	30
Servicios	159.832	0	0	0	0	0	159.832	30
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	0	0	0	
Total kUSD	190.112	0	0	0	0	0	190.112	

Tipo de proveedor	Montos según días vencidos						31-12-2019 KUSD
	Hasta 30 días KUSD	31-60 días KUSD	61-90 días KUSD	91-120 días KUSD	121-365 días KUSD	366 y más KUSD	
Productos	16	49	0	0	3	0	68
Servicios	169	30	0	25	22	0	246
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	0	0	0
Total kUSD	185	79	0	25	25	0	314

Tipo de proveedor	Montos según plazos de pago						31-12-2018 KUSD	Período promedio de pago (días)
	Hasta 30 días KUSD	31-60 días KUSD	61-90 días KUSD	91-120 días KUSD	121-365 días KUSD	366 y más KUSD		
Productos	695	0	0	0	0	0	695	30
Servicios	132.799	0	0	0	0	0	132.799	30
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	2.255	0	2.255	150
Total kUSD	133.494	0	0	0	2.255	0	135.749	

Tipo de proveedor	Montos según días vencidos						31-12-2018 KUSD
	Hasta 30 días KUSD	31-60 días KUSD	61-90 días KUSD	91-120 días KUSD	121-365 días KUSD	366 y más KUSD	
Productos	8.466	349	97	6	18	112	9.048
Servicios	12.697	1.508	236	169	180	1.221	16.011
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	0	0	0
Total kUSD	21.163	1.857	333	175	198	1.333	25.059

Los montos según días vencidos pendientes pueden corresponder a distintas situaciones, entre ellas, “notas de crédito pendientes de recibir, facturas no cobradas por proveedores, facturas con falta de respaldos aun para su pago, entre otros”.

NOTA 23 – PROVISIONES CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Provisión de Vacaciones	4.550	5.472
Provisión Bonificación Anual	6.545	6.303
Descuentos Previsionales y de Salud	748	745
Retención Impuestos	498	287
Otras Remuneraciones	7	468
Total	12.348	13.275

NOTA 24 – OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS

Los Otros Pasivos No Financieros Corrientes se detallan a continuación.

Otros Pasivos no Financieros, Corrientes	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
IVA débito fiscal	12.985	481
Impuestos de retención	1.646	636
Ingreso anticipado contrato GTA con Engie Gas Chile SpA (1)	265	265
Total	14.896	1.382

(1) Producto de la venta de la filial Engie Gas Chile SpA, ENGIE ENERGIA CHILE S.A. hizo un cobro anticipado del contrato de transporte y venta de gas (GTA).

El valor libro de estas obligaciones no difiere en forma significativa a su valor razonable, debido a que se pagan en 60 días promedio.

NOTA 25 – OTRAS PROVISIONES NO CORRIENTES

Otras Provisiones No Corriente	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Contingencia Tributaria Gasoducto Nor Andino S.A. (1)		
Saldo inicial	514	1.054
Movimiento	255	(540)
Subtotal	769	514
(1) Ver Nota 38.5 c)		
Inspección General Unidades		
Inspección General CTA	1.417	1.417
Inspección General CTH	1.197	1.197
Subtotal	2.614	2.614
Contrato GTA		
Saldo Inicial	992	1.258
Movimiento	(264)	(266)
Subtotal	728	992
Provisión Desmantelamiento		
Saldo Inicial	0	0
Movimiento	12.284	0
Subtotal	12.284	0
Total	16.395	4.120

NOTA 26 – PROVISIONES NO CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

El saldo del rubro obligaciones por beneficios a los empleados se compone de la siguiente manera:

Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Indemnización por Años de Servicio	62	128
Total	62	128

Los cambios en la obligación por beneficio son los siguientes

Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Saldo Inicial	128	267
Pagos del Periodo	(57)	(101)
Indemnización por Años de Servicio Actuarial (valorización a tasa de cierre)	(9)	(38)
Total	62	128

Gastos Reconocidos en el Estado de Resultados

Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD	Línea del Estado de Resultados en que se ha reconocido
Costo por Intereses por Obligación de Beneficios Definidos	12	12	Egresos ordinarios y gastos de administración
Costo beneficio del Plan Definido	13	13	Egresos ordinarios y gastos de administración
Total	25	25	

Las hipótesis actuariales

Hipótesis Actuariales Utilizadas	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Tasa de descuento nominal	1,63%	1,63%
Tasa esperada de incremento salarial	Variación IPC Tasa	Variación IPC Tasa
Tasa de rotación	1,36%	1,36%
Edad de jubilación Mujeres	60 Años	60 Años
Edad de jubilación Hombres	65 Años	65 Años
Tabla de mortalidad	RV-2009	RV-2009

NOTA 27 – PATRIMONIO

El Capital de la Sociedad está representado por 1.053.309.776 acciones de serie única, emitidas, suscritas y pagadas, y sin valor nominal, con cotización oficial en las bolsas de valores chilenas.

La Sociedad no ha realizado emisiones de acciones o de instrumentos convertibles durante el período que hagan variar el número de acciones vigentes al 31 de diciembre de 2019.

Otras Reservas del Patrimonio	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Inversión filiales, combinación de negocios (1)	327.043	327.043
Cobertura flujo de efectivo neto de impuestos	(12.687)	1.328
Total	314.356	328.371

(1) Incremento en capital a valor justo producto de la adquisición de filiales Electroandina S.A., Gasoducto Nor Andino SpA., Gasoducto Nor Andino Argentina S.A., Central Termoeléctrica Andina S.A., Inversiones Hornitos S.A., el 29 de diciembre de 2009.

27.1 Política de Dividendos

EECL tiene una política de dividendos flexible que consiste en distribuir a lo menos el dividendo mínimo obligatorio de 30% en conformidad a la ley y los estatutos sociales. En la medida que la situación de los negocios sociales así lo permita y, siempre teniendo en consideración los proyectos y planes de desarrollo de la compañía, se podrá acordar la distribución de dividendos provisorios o definitivos en exceso del dividendo mínimo obligatorio. Sujeto a las aprobaciones pertinentes, la compañía intenta pagar dos dividendos provisorios más el dividendo definitivo en mayo de cada año.

En relación a la Circular N° 1945 y N° 1983 de la Comisión para el Mercado Financiero, el Directorio de la Sociedad acordó que la utilidad líquida distribuible será lo que se refleja en los estados financieros como Utilidad del Ejercicio atribuible a los tenedores de acciones, sin efectuar ajustes sobre las mismas.

La utilidad distribuible al 31 de diciembre de 2019 y 2018, fue de kUSD 110.817 y kUSD 102.582, respectivamente

El 24 de abril de 2018 la Junta de Accionistas aprobaron el reparto de dividendos por un monto equivalente al 30% de la utilidad neta del ejercicio fiscal 2017, por la cantidad total de kUSD 30.424.

El 25 de septiembre de 2018 el Directorio de Engie Energía Chile S.A. aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio en curso por la cantidad total de kUSD 26.000.

El 30 de abril de 2019 la Junta de Accionistas aprobaron el reparto de dividendos por la cantidad total de kUSD 22.138 con cargo a las utilidades del ejercicio 2018.

El Directorio de la Sociedad, en su sesión celebrada con fecha 29 de mayo de 2019 aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio en curso por la cantidad total de kUSD 50.000.

El Directorio de la Sociedad, en su sesión celebrada con fecha 26 de noviembre de 2019 aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio en curso por la cantidad total de kUSD 40.000.

La Sociedad registró al 31 de diciembre de 2019 y 2018, con cargo a utilidades acumuladas, la suma de kUSD 107.363 y kUSD 30.940

Dividendos	31-12-2019 KUSD
Reverso provisión 30% legal año 2018	4.775
Dividendos año 2018	(22.138)
Dividendo provisorio año 2019	(50.000)
Dividendo provisorio año 2019	(40.000)
Total Dividendos	(107.363)

Dividendos	31-12-2018 KUSD
Reverso provisión 30% legal año 2017	30.259
Dividendos pagados año 2017	(30.424)
Dividendo provisorio año 2018	(26.000)
Provision 30% legal año 2018	(4.775)
Total Dividendos	(30.940)

27.2 Gestión de Capital

El objetivo social es mantener un adecuado equilibrio que permita mantener un suficiente monto de capital para apoyar las operaciones y proporcionar un prudente nivel de apalancamiento, optimizando el retorno a sus accionistas y manteniendo una sólida posición financiera.

Los requerimientos de capital son incorporados en base a las necesidades de financiamiento de la Sociedad, cuidando mantener un nivel de liquidez adecuado y cumpliendo con los resguardos financieros establecidos en los contratos de deudas vigentes.

NOTA 28 – PARTICIPACION NO CONTROLADORAS

El siguiente es el detalle de la participación de la Sociedad no controladora, Inversiones Punta Rieles Ltda., en la filial Inversiones Hornitos Ltda., al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

RUT	Nombre Sociedad	País de Origen	Porcentaje de Participación en Subsidiarias de la Participación no Controladora		Participación no Controladora en Patrimonio		Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participación no Controladora	
			31-12-2019 %	31-12-2018 %	31-12-2019 KUSD	31-12-2018 KUSD	31-12-2019 KUSD	31-12-2018 KUSD
76.009.698-9	Inversiones Hornitos S.A.	Chile	40,00%	40,00%	64.350	68.218	7.894	8.641
Total					64.350	68.218	7.894	8.641

Dividendos Participación no Controladora	31-12-2019 KUSD
Total dividendos	29.406
Pago atribuible al controlador (ENGIE)	(17.644)
Total Dividendos Atribuible a la Participación no Controladora	11.762

NOTA 29 – INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS**Ingresos Ordinarios**

Definición (ver nota 3.13)

Otras Reservas del Patrimonio	2019 kUSD	2018 kUSD
Ventas de energía y potencia	1.241.518	1.121.561
Venta y transporte de gas	16.934	44.401
Venta de Combustible	9.057	12.525
Venta de peajes (1)	95.891	77.683
Arriendo instalaciones	337	1.138
Servicios Portuarios (2)	9.119	8.295
Otras ventas - ingresos (3)	81.580	9.693
Total	1.454.436	1.275.296

(1) Corresponden a los ingresos que tiene derecho el propietario de líneas y subestaciones eléctricas de acuerdo al artículo 114° de la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N°4/Ley 20.018).

(2) Aquellos Servicios que se le prestan a la Nave mientras permanece amarrada a nuestro muelle durante la descarga, y que son Amarra/Desamarra; Muellaje, Uso del Muelle y Vigilancia y Cobro por Concepto de Security Fee, estos dos últimos están muy ligados al Código ISPS.

(3) Indemnización entrega Unidad IEM (kUSD 74.945) correspondiente a pagos contemplados en el contrato de construcción con el contratista principal de IEM para compensar a Engie Energía Chile S.A. por los costos asociados al retraso en la puesta en marcha del proyecto y por los menores ingresos recibidos por potencia en meses anteriores.

Ingresos por Principales Clientes

Principales Clientes	2019		2018	
	kUSD	%	kUSD	%
Grupo CODELCO	246.188	16,93%	283.598	22,24%
Regulados EMEL	150.229	10,33%	214.704	16,84%
Regulados (Centro Sur SEN)	434.720	29,89%	211.053	16,55%
Grupo AMSA (1)	246.048	16,92%	256.951	20,15%
El Abra	68.278	4,69%	75.282	5,90%
Grupo GLENCORE	74.795	5,14%	84.287	6,61%
Otros clientes	234.178	16,10%	149.421	11,71%
Total Ventas	1.454.436	100,00%	1.275.296	100,00%

(1) Minera Zaldivar SpA, Minera Michilla SpA, Minera Centinela y Minera Antucoya son operadas por el Grupo AMSA.

	2019 kUSD	2018 kUSD
Ventas de energía y potencia	1.241.518	1.121.561
Otros ingresos	212.918	153.735
Total Ventas	1.454.436	1.275.296

NOTA 30 – COSTOS DE VENTA

Costos de Venta

Costos de Venta	2019 KUSD	2018 KUSD
Costos de combustibles, lubricantes y otros	289.994	320.021
Costos de energía y potencia	393.281	301.481
Sueldos y salarios	26.745	27.510
Beneficios anuales	6.918	7.239
Otros beneficios del personal	12.512	11.071
Obligaciones post empleo	11	11
Costo Venta Combustibles	23.936	54.265
Transporte de Gas	2.877	5.441
Servicio Muelle	11.048	11.670
Servicios de Mantenición y Reparación	7.677	8.232
Servicios de Terceros	22.260	23.872
Asesorías y Honorarios	1.406	1.277
Operación y Mantenimiento Gasoductos	3.882	4.616
Costo Peaje	60.477	63.453
Depreciación propiedad, planta y equipo	134.449	113.485
Depreciación repuestos	(2.024)	2.843
Amortización Intangibles	17.204	17.201
Contribuciones y patentes	3.458	4.310
Seguros	10.080	9.047
Otros egresos	15.954	18.765
Total	1.042.145	1.005.810

(*) En el periodo 2019 se incluye la reversa de provisión de obsolescencia por el reconocimiento de deterioro de repuestos de las unidades carboneras CTM 1 y CTM 2

NOTA 31 – OTROS INGRESOS Y EGRESOS DE LA OPERACION**Otros Ingresos y Egresos de la Operación**

Otros Ingresos y Egresos de la Operación	2019 kUSD	2018 kUSD
Arriendos	354	377
Venta de agua	2.326	2.614
Recupero incobrables	412	394
Venta de propiedades, planta y equipo	60	71
Venta de materiales	1	143
Recupero Siniestro El Aguila Arica	0	117
Recupero Final Siniestro Unidad 1 Mejillones	313	0
Recupero Parcial Siniestro Unidad 2 Mejillones	0	500
Recupero Siniestro Unidad 3 Mejillones	0	735
Recupero Parcial Siniestro Unidad 16 Tocopilla	2.068	4.000
Multa Incumplimiento de Contrato	1.000	0
Otros Ingresos	249	988
Total	6.783	9.939

NOTA 32 – GASTOS DE ADMINISTRACION**Gastos de Administración**

Gastos de Administración	2019 kUSD	2018 kUSD
Sueldos y salarios	13.549	14.146
Beneficios anuales	2.354	2.824
Otros beneficios del personal	4.148	4.730
Obligaciones post empleo	14	14
Servicios de terceros y asesorías	9.407	7.721
Honorarios	12	71
Depreciación propiedad, planta y equipo	5.564	4.180
Contribuciones y patentes	463	401
Seguros	16	5
Otros	8.286	7.433
Total	43.813	41.525

NOTA 33 – GASTOS DEL PERSONAL

Gastos del personal

Gastos del personal	2019 kUSD	2018 kUSD
Sueldos y salarios	40.294	41.656
Beneficios anuales	9.272	10.063
Otros beneficios del personal	16.660	15.801
Obligaciones post empleo	25	25
Total	66.251	67.545

NOTA 34 – OTROS GASTOS (INGRESOS)

Otros Gastos (Ingresos)

Otros Gastos (Ingresos)	2019 kUSD	2018 kUSD
Baja por Venta de Propiedades, Planta y Equipo	262	75
Baja de Propiedades, Planta y Equipo	0	8.843
Deterioro Económico (Ver Nota 11 y Nota 17)	182.932	72.529
Gastos Proyectos	1.654	401
Deudas Incobrables	493	1.264
Venta de Materiales	223	0
Gastos por cargo público	15	0
Otros Gastos	0	2.954
Total	185.579	86.066

NOTA 35 – INGRESOS FINANCIEROS

Ingresos Financieros

Ingresos Financieros	2019 kUSD	2018 kUSD
Intereses financieros	5.166	5.846
Total	5.166	5.846

NOTA 36 – COSTOS FINANCIEROS

Costos Financieros

Costos Financieros	2019 kUSD	2018 kUSD
Intereses Financieros	31.785	6.792
Intereses financieros leasing	6.052	5.979
Total	37.837	12.771

NOTA 37 – DIFERENCIAS DE CAMBIO

El detalle de los rubros de activos y pasivos que dan origen a diferencias de cambios y resultados por unidades de reajuste son los siguientes al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

Diferencias de Cambio	Moneda	2019 kUSD	2018 kUSD
Activos			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	CLP	(3.672)	(11.433)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	EUR	2.149	589
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Peso Argentino	(148)	(345)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	UF	0	10.748
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	CLP	(6.748)	(3.318)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	EUR	4	(173)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	GBP	0	(1)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	Peso Argentino	0	(40)
Activos por Impuestos Corrientes	Peso Argentino	(665)	(3.820)
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, corriente	UF	65	(5)
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, corriente	CLP	(599)	(2.268)
Otros Activos No Financieros	CLP	(967)	(2.413)
Otros Activos No Financieros	Peso Argentino	7	0
Otros Activos No Financieros	EUR	(10)	65
Otros Activos No Financieros	Libra Esterlina	(1)	0
Otros Activos Financieros, Corriente	CLP	(9)	(561)
Otros Activos, Corrientes	Peso Argentino	(35)	0
Total Activos		(10.629)	(12.975)
Pasivos			
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	CLP	2.674	(410)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	EUR	107	323
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	GBP	(37)	67
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	YEN	(24)	(35)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	UF	(433)	630
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	Franco Suizo	(7)	(4)
Pasivos por Impuestos, Corriente	CLP	(35)	0
Pasivos por Impuestos, Corriente	Peso Argentino	681	1.938
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	CLP	(105)	2.291
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corriente	CLP	(75)	0
Otros Pasivos No Financieros	CLP	2.699	2.613
Pasivo por Impuestos Diferidos	Peso Argentino	(124)	97

Provisiones por Beneficios a los empleados	CLP	1.741	1.104
Provisión Beneficio Empleados (IAS)	CLP	0	38
Otras Provisiones	Peso Argentino	543	2.038
Total Pasivos		7.605	10.690
Total Diferencias de Cambio		(3.024)	(2.285)

NOTA 38 – GANANCIA POR ACCION

Informaciones a Revelar sobre Ganancias por Acción Básica	2019 kUSD	2018 kUSD
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora	110.823	102.582
Resultado Disponible para Accionistas Comunes, Básico	110.823	102.582
Promedio Ponderado de Acciones, Básico	1.053.309.776	1.053.309.776
Ganancia por Acción Básica	USD 0,105	USD 0,097

Accionistas de la Sociedad

Nombre de los Mayores Accionistas al 31 de diciembre de 2019	Número de Acciones	Participación
ENGIE Chile S.A.	555.769.219	52,76%
Banco Itaú Corpbanca por cuenta de Inversionistas extranjeros	34.827.135	3,31%
Banco Santander por cuenta de Inversionistas extranjeros	33.477.798	3,18%
Larrain Vial S.A. Corredora de Bolsa	25.535.066	2,42%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo C	22.596.021	2,15%
Moneda S.A. AFI Para Pionero Fondo de Inversión	20.511.000	1,95%
AFP Cuprum S.A. Fondo Tipo A	19.693.640	1,87%
AFP Habitat S.A. Fondo Tipo A	19.659.024	1,87%
AFP Cuprum S.A. Fondo Tipo C	16.499.245	1,57%
AFP Capital S.A. Fondo Tipo A	16.360.738	1,55%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo B	16.158.708	1,53%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo A	15.809.541	1,50%
Otros accionistas	256.412.641	24,34%
Total	1.053.309.776	100,00%

NOTA 39 – GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS**39.1 Garantías Directas**

Acreeedor de la Garantía	Tipo de Garantía	SalDOS Pendientes de Pago a la Fecha de Cierre de los Estados Financieros	
		31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Trina Solar Chile SpA	Boleta de Garantía	15.052	0
Secretaría Regional Ministerial de Bienes Nacionales	Boleta de Garantía	11.576	31.704
Coordinador Eléctrico Nacional	Boleta de Garantía	8.698	2.100
Ministerio de Energía	Boleta de Garantía	6.702	5.918
Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	Boleta de Garantía	5.000	0
Sierra Gorda	Boleta de Garantía	1.500	1.500
Director General del Territorio Marino y de Marina Mercante	Póliza de Garantía	1.214	1.368
Enaex S.A.	Boleta de Garantía	759	772
Ilustre Municipalidad de Mejillones	Boleta de Garantía	681	714
Planta Solar San Pedro III SpA	Boleta de Garantía	564	0
Dirección Regional de Vialidad, Región Antofagasta	Boleta de Garantía	244	0
Compañía de Petróleos de Chile S.A	Boleta de Garantía	189	0
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A	Boleta de Garantía	116	39
Hospital Dr. Ernesto Torres Galdames	Boleta de Garantía	72	0
Hospital San José del Carmen	Boleta de Garantía	66	0
Interchile S.A.	Boleta de Garantía	63	66
Hospital Dr. Juan Noé Crevanni	Boleta de Garantía	60	0
Aguas de Antofagasta S.A.	Boleta de Garantía	60	0
Hospital San Pablo	Boleta de Garantía	54	0
Hospital Provincial del Huasco	Boleta de Garantía	30	0
Hospital Dr. Marcos Macuada	Boleta de Garantía	12	0
CESFAM Dr. Héctor Reyno Gutiérrez	Boleta de Garantía	6	0
Cementos Polpaico S.A.	Boleta de Garantía	0	893
Banmédica S.A.	Boleta de Garantía	0	198
Ministerio Obras Públicas, Dirección Gral. de Aguas	Boleta de Garantía	0	174
Global Group Fund Chile S.A.	Boleta de Garantía	0	22
Dirección de Compras y Contratación Pública	Boleta de Garantía	0	0
Total		52.718	45.468

No se cuenta con activos comprometidos.

39.2 Garantías Indirectas

Al cierre de los estados financieros la Sociedad mantiene garantías indirectas por la Filial Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (TEN).del Norte S.A. (TEN).

Acreedor de la Garantía	Tipo de Garantía	Saldos Pendientes de Pago a la Fecha de Cierre de los Estados Financieros	
		31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Banco de Crédito e Inversiones	Garantía Corporativa	6.000	0
MUFG Union Bank, N.A.	Garantía Corporativa	10.000	0
Alstom Grid Chile S.A.	Garantía Corporativa	286.812	295.821
Ing. y Contruc.Sigdo Koppers S.A.	Garantía Corporativa	313.438	354.830
Total		616.250	650.651

39.3 Caucciones Obtenidas de Terceros

Nombre		31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
A favor de ENGIE ENERGIA CHILE S.A.			
SK Engineering & Const.Co. Ltd.	Garantía fiel cumplimiento contrato	76.170	130.297
Padilla y Benavides Ltda	Garantía fiel cumplimiento contrato	467	352
Siemens S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	256	91
Siemens Gesa Renewable Energy S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	21.375	0
Soc. OGM Mecánica Integral S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.182	1.274
ABB S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	775	1.634
Copec	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.512	0
Sergio Cortes Alucema e Hijo Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.500	1.500
Ing. y Contruc.Sigdo Koppers S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	799	0
Soc.Mantenición y Reparación S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	295	318
Grid Solutions Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.451	329
Mantenimiento Técnico Industrial Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	293	316
Ansaldo Energía Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	175
Global Energy Services Photovoltaic Project	Garantía fiel cumplimiento contrato	10.936	0
Trina	Garantía fiel cumplimiento contrato	3.343	0
Varios	Cumplimiento de contratos en general	5.586	3.554
Sub total		125.940	139.840

Nombre		31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
A favor de Electroandina S.A.			
Soc.Maritima y Com. Somarco Ltda.	Garantía fiel cumplimiento de contrato	190	600
Copec	Garantía fiel cumplimiento contrato	400	0
Varios	Cumplimiento de contratos en general	104	87
Sub total		694	687
A favor de Central Termoeléctrica Andina S.A.			
Emp. Constructora Belfi S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	5.366	11.042
IMA industrial Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	104	183
Servicios Industriales Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	125	0
Copec	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	151	0
Soc.Maritima y Com. Somarco Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	323	75
Varios	Cumplimiento de contratos en general	277	90
Sub total		6.346	11.390
A favor de Inversiones Hornitos S.A.			
Minera Centinela	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	200.000	200.000
Copec	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	151	0
Soc.Mantenición y Reparación S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	20	21
Soc.Maritima y Com. Somarco Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	23	75
ABB S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	66	66
Servicios Industriales Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	125	0
Otros	Fiel cumplimiento del contrato	152	103
Sub total		200.537	200.265
A favor de Edelnor Transmisión S.A.			
Abengoa Chile S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	1.017	0
Nanjing Daji Steel Tower Manufacturing CO LTD	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	260	0
ABB Power Grids Chile S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	140	0
Grid Solutions Chile S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	9	0
Pozo Almonte Solar 3 S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	51	54
Pozo Almonte Solar 2 S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	45	47
Arteche North America SA de CV	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	48	0
Siemens S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	39	0
Sub total		1.609	101
A favor de Gasoducto Nor Andino SpA			
Compañía de Leasing Tattersall S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	38	40
Otros	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	1	0
Sub total		39	40
Total		335.165	352.323

39.4 Restricciones

El crédito de corto plazo por USD 40 millones con Banco Scotiabank devenga intereses a tasa fija, vence en octubre de 2020 y se encuentra documentado con pagaré simple registrando la obligación de pago en la fecha convenida, sin restricciones financieras ni operativas y con opción de prepago sin costo para la compañía.

El crédito de corto plazo por USD 40 millones con Banco Estado devenga intereses a tasa fija, vence en junio de 2020 y se encuentra documentado con pagaré simple registrando la obligación de pago en la fecha convenida, sin restricciones financieras ni operativas y con opción de prepago sin costo para la compañía.

EECL registra en sus libros la emisión de dos bonos: uno por un valor de USD 400.000.000,00 emitido en diciembre de 2010 y otro por un valor de USD 350.000.000,00 emitido en octubre de 2014, ambos conforme a las normas de la Regla “144-A” (Rule 144-A) y de la Regulación “S” (Regulation S). Dichos financiamientos no consideran exigencias de tipo financiero, pero sí consideran restricciones al otorgamiento de garantías por parte de la sociedad y de sus filiales, exceptuando los siguientes tipos de garantías permitidas bajo los términos del contrato de emisión: (i) Cauciones sobre (a) activos construidos o adquiridos después de la fecha de emisión del bono o (b) acciones o títulos de propiedad o de deuda que se tenga sobre activos relacionados al negocio principal de la sociedad, en tanto dichas prendas o cauciones sean constituidas contemporáneamente o dentro de un plazo máximo de 360 días a partir de la adquisición de estos activos o del término de la construcción del proyecto o activo en cuestión; (ii) cauciones o garantías sobre activos de alguna entidad que esté siendo adquirida por parte de la sociedad y que se encuentren existentes al momento de la adquisición de dicha entidad por parte de la sociedad; (iii) garantías que caucionen obligaciones de alguna filial con la sociedad u otra filial de la sociedad; (iv) cualquier tipo de caución o garantía existente a la fecha de la emisión del bono; y (v) cualquier extensión, renovación o reemplazo total o parcial de las garantías anteriormente nombradas en tanto el monto del endeudamiento caucionado por dichas garantías sea igual o inferior al valor de las garantías al momento de la extensión, renovación o reemplazo. Asimismo, el contrato considera restricciones a transacciones del tipo leaseback.

Se puede señalar que la Regla “144-A” permite que títulos emitidos por emisores extranjeros se puedan colocar en los Estados Unidos de Norteamérica sin necesidad de inscripción de la emisión con el regulador norteamericano (Securities Exchange Commission o ‘SEC’) en tanto los adquirientes sean inversionistas debidamente calificados. Por su parte, la Regulación “S” permite que dichos títulos sean simultáneamente colocados o posteriormente revendidos fuera de los Estados Unidos de Norteamérica.

39.5 Otras Contingencias

- a) A la fecha se encuentran en tramitación diversas servidumbres ante la autoridad respectiva, las cuales aún no han sido concedidas. Estas servidumbres son las siguientes:

Línea de Transmisión Chapiquiña - Putre, Línea de Transmisión Capricornio - Alto Norte, Línea de Transmisión Capricornio - Antofagasta; Línea de Trasmisión El Negro-Soquimich; Línea de Arranque a subestación El Negro.

- b) Demanda Civil de Indemnización de Perjuicios a GasAtacama Chile S.A.- EECL y sus filiales Central Termoeléctrica Andina S.A., Inversiones Hornitos S.A. y Electroandina S.A. interpusieron una demanda de indemnización por daños y perjuicios en contra de GasAtacama Chile S.A. ante el 22° Juzgado Civil de Santiago. El objeto de la demanda es resarcir los perjuicios ocasionados a las demandantes por GasAtacama al entregar durante el periodo comprendido entre enero del 2011 y octubre de 2015 información no fidedigna al Centro de Despacho Económico de Carga, lo cual implicó mayores costos que debieron ser asumidos por los actores del sistema eléctrico. Con fecha 15 de mayo de 2018 el 24° Juzgado Civil de Santiago ordenó que la presente causa se acumule al juicio iniciado por AES Gener. El 08 de abril de 2019 se realiza audiencia de conciliación y ésta no se produce. A solicitud de la demandada, el Tribunal ordenó que los demandantes actuaran bajo un procurador o apoderado común. EECL presentó reposición con apelación en subsidio, lo que fue acogido por el Tribunal. Finalizado el periodo de discusión, actualmente se está trabajando en la preparación de la prueba.

Los montos demandados en pesos equivalentes en Dólares Americanos son USD 120.370.000; USD 13.640.000; USD 18.910.000 y de USD 7.360.000 respectivamente. Se hizo reserva del derecho para discutir la especie y monto de los perjuicios por lucro cesante en la ejecución del fallo o en un juicio diverso.

c) Otras Contingencias de Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.

1) Contingencia por Impuesto a las Ganancias

A partir del ejercicio finalizado el 31 de Diciembre de 2002, la Sociedad abonó y contabilizó el impuesto a las ganancias considerando que son aplicables las normas de actualización monetaria previstas por la Ley del Impuesto a las Ganancias y, además, el 18 de junio de 2003 inició una acción declarativa de certeza constitucional cuya finalidad es obtener un pronunciamiento judicial que declare que se encuentra vigente el régimen de ajuste por inflación previsto en la Ley de Impuesto a las Ganancias o, en su defecto, que declare la inconstitucionalidad de cualquier norma que impida la aplicación del mencionado ajuste. El 27 de octubre de 2008 el Juez de Primera instancia dictó sentencia, rechazando la demanda. La mencionada sentencia fue apelada por la Sociedad el 18 de noviembre de 2008 ante la Cámara Federal de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo, quien el 11 de agosto de 2009 admitió el recurso de apelación interpuesto, revocó la sentencia de primera instancia e impuso costas por su orden. De este modo, la Cámara convalidó la aplicación del ajuste por inflación respecto del periodo fiscal 2002.

La mencionada sentencia aún no se encuentra firme dado que el Fisco Nacional habría interpuesto un recurso ordinario de apelación ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación.

Por otra parte, el 27 de octubre de 2006, la AFIP-DGI dictó la Resolución 99/2006 mediante la cual impugnó la Declaración Jurada del Impuesto a las Ganancias del periodo fiscal 2002 presentada por la Sociedad y como consecuencia de ello, determinó de oficio un ajuste en concepto de Impuesto a las Ganancias de USD 3.728.682, liquidó intereses a esa fecha por USD 3.180.565 y aplicó una multa por omisión por USD 1.864.341. Con motivo de esta resolución la Sociedad presentó el 23 de noviembre de 2006 un recurso de apelación ante el Tribunal Fiscal de la Nación. Actualmente el expediente se encuentra en etapa probatoria.

Como es sabido, el ajuste por inflación es un tema que ha generado infinidad de causas judiciales y se han producido varios fallos favorables con sólidos fundamentos en distintos juzgados de primera instancia y cámaras federales.

En este contexto, el 3 de julio de 2009 la Corte Suprema de Justicia de la Nación resolvió una causa sobre el ajuste por inflación en el período fiscal 2002 (caso "Candy") y lo hizo en forma favorable al contribuyente.

En la sentencia la Corte sostuvo lo siguiente:

- Ratificó que la prohibición de ajustar por inflación es constitucionalmente válida, salvo que produzca un resultado confiscatorio.

- Consideró que se configuró la "confiscatoriedad" en el caso concreto y por ello permitió al contribuyente practicar el ajuste por inflación en el período fiscal 2002.

- Consideró que existía confiscatoriedad en el impuesto a las ganancias porque la diferencia entre el impuesto computado con y sin ajuste por inflación presentaba una desproporción de tal magnitud que permitía, razonablemente, concluir que la ganancia neta calculada conforme la ley vigente -sin ajuste- no representa adecuadamente la renta que pretende gravar la ley del impuesto.

- En ese caso concreto, consideró que la alícuota efectiva del impuesto, que representaba el 62% del resultado impositivo ajustado o el 55% de las utilidades contables ajustadas, insumía una porción sustancial de la renta, que excedía el límite razonable de imposición y que ello producía un supuesto de confiscatoriedad.

- Aclaró expresamente que tuvo en consideración que el ejercicio 2002 estuvo signado por un grave estado de perturbación económica, social y política, que dio lugar a una de las crisis más graves de la historia contemporánea, que se vio reflejada en índices de precios que tuvieron una variación del 117,96% (índice de precios nivel mayorista) y 40,90% (índice de precios consumidor final). Meritó también la existencia de cambios económicos, el abandono de la convertibilidad y la variación del poder adquisitivo de la moneda.

La Sociedad y sus asesores legales consideran que lo decidido en el caso "Candy" por la Corte Suprema de Justicia de la Nación es aplicable a las causas que Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. tiene en trámite, puesto que las alícuotas efectivas del impuesto calculado sin ajuste por inflación, ya sea respecto del resultado impositivo ajustado, como de las utilidades contables, arrojan guarismos que exceden ampliamente el 55% y el 62% que el Máximo Tribunal considero confiscatorio (así se desprende de la pericia contable realizada en la acción declarativa y del informe de los peritos de parte presentados en el expediente del Tribunal Fiscal de la Nación). Así lo ha

considerado también la Cámara Federal de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo, al aplicar la doctrina sentada en el caso "Candy" en la sentencia dictada el 11 de agosto de 2009 en la acción declarativa promovida por Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. Finalmente, la Corte Suprema Argentina ha fallado en favor de Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. en noviembre de 2012.

En octubre de 2006, y mientras se tramitaba la acción declarativa, la AFIP dictó una determinación de oficio en la que impugnó la declaración jurada del impuesto a las ganancias, periodo 2002, de Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. La impugnación se basó exclusivamente en la no vigencia del ajuste por inflación. La determinación fue apelada al Tribunal Fiscal de la Nación ("TFN") con efecto suspensivo. En la causa se produjo una nueva pericia contable elaborada por un experto propuesto por la AFIP y otro por la Compañía. El experto propuesto por la Compañía sostuvo que de no aplicarse el ajuste por inflación el impuesto a las ganancias del periodo 2002 insumirá el 142,59% del resultado impositivo ajustado del ejercicio y el 460,15% del resultado contable ajustado. Por su parte, el experto propuesto por la AFIP sostuvo que dichos porcentajes son del 85,68% y del 93,64%, respectivamente. Asimismo, oportunamente se informó ante el TFN la sentencia dictada por la Corte Suprema (de noviembre de 2012) en la acción declarativa antes comentada.

En noviembre de 2013 el TFN dictó sentencia, hizo lugar a la apelación de la Compañía y revocó la determinación de oficio. El Tribunal sostuvo que tanto del fallo de la Corte Suprema dictado en la acción declarativa como de la pericia contable producida en la causa --incluso de atenerse a los porcentajes expuestos por el experto de la AFIP-- surge claramente que de no aplicarse el ajuste por inflación se verifica un supuesto de confiscatoriedad.

Ante la apelación de la AFIP ante la Cámara de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal, la sala V de dicho tribunal resolvió dejar sin efecto el fallo del TFN (notificado el 1° de febrero de 2016), entendiendo que no se verifica un supuesto de "cosa juzgada" (es decir que la sentencia dictada en la acción declarativa no pone fin a este juicio) y que le corresponde al Tribunal Fiscal pronunciarse sobre la manera en que la Compañía practicó el ajuste por inflación y la medida de su incidencia concreta en el impuesto resultante.

En consecuencia, sin expedirse sobre el fondo de la cuestión ordenó devolver el expediente al TFN para que dicte un nuevo pronunciamiento. Ante esta resolución de la Cámara, Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. procedió a presentar un Recurso Extraordinario Federal para ante la Corte Suprema en base a los siguientes fundamentos:

1. La existencia de la sentencia favorable de la propia Corte Suprema en la acción declarativa.
2. Las pericias producidas en ambas causas.
3. El hecho que la prueba pericial consistió en solicitar a los peritos de liquiden ellos el impuesto con ajuste por inflación (es decir, no se partió de la declaración jurada de la compañía).
4. La existencia de una determinación de oficio del propio fisco.
5. Cuestiones procesales vinculadas con la preclusión (es decir, el momento en el cual el fisco introdujo ciertos planteos y cuestionamientos al ajuste por inflación practicado).
6. El hecho que el TFN en su sentencia consideró adecuadamente la pericia.

Por las razones señaladas, la compañía considera que existen altas probabilidades que la Corte Suprema revoque el fallo de Cámara, deje firme el del TFN y con ello resuelva definitivamente la cuestión. Asimismo, en el hipotético caso que la Corte Suprema rechazare el recurso, el expediente sería devuelto al TFN para que dicte una nueva sentencia, es decir, la Compañía volvería al estado actual de la cuestión.

La Sociedad ha considerado prudente constituir una provisión total de USD 769.332,87 al 31 de diciembre de 2019 y de USD 514.069,71 al 31 de diciembre de 2018.

NOTA 40 – DOTACIÓN

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, la Sociedad presenta el siguiente número de empleados contratados a plazo indefinido.

Dotación de la Empresa por Nivel Profesional y Área	Ingenieros	Técnicos	Otros Profesionales	Total Año 2019	Total Año 2018
Generación	169	366	3	538	555
Transmisión	37	61	1	99	97
Administración y Apoyo	127	74	0	201	205
Total	333	501	4	838	857

NOTA 41 – SANCIONES

En los ejercicios 2019 y 2018, ni la Sociedad ni sus ejecutivos han sido objeto de sanciones por parte de la Comisión para el Mercado Financiero.

NOTA 42 – MEDIO AMBIENTE

La Sociedad y sus filiales cuentan con un vasto programa de monitoreo ambiental que incluye emisiones a la atmósfera, calidad del aire, emisiones a cuerpos de agua, monitoreo marino y otros que aseguran el control de sus operaciones, respetando la legislación vigente y adoptando estrictas regulaciones internas para el logro de objetivos en armonía con el medioambiente.

En junio de 2006 las empresas del grupo EECL obtuvieron la certificación de las normas ISO 9001, ISO 14001 y OHSAS 18001, otorgada por la empresa certificadora AENOR. A partir de esa fecha el Sistema de Gestión es auditado anualmente donde el ente externo AENOR verifica el funcionamiento del sistema y el cumplimiento del mismo respecto a los modelos normativos certificados. Adicionalmente EECL ha homologado todos los cambios que han presentado las normas en el último tiempo, incorporando entre otros los conceptos de ciclo de vida. En junio 2019, se realizó la auditoria anual de mantención del Sistema de Gestión con AENOR, identificándose algunas no conformidades menores y presentándose un plan de acción correctivo.

La Sociedad participa en varias iniciativas de investigación y desarrollo de proyectos ERNC como eólicos y solares, encontrándose algunos en proceso de evaluación ambiental, otros aprobados ambientalmente o en etapa de construcción. En septiembre se informó a la autoridad ambiental el inicio de la construcción de los proyectos Eólico Calama y Solar Capricornio.

La Sociedad teniendo en consideración los nuevos proyectos de inversión y cumpliendo con la legislación vigente, efectúa sus evaluaciones ambientales a través de Declaraciones de Impacto Ambiental o Estudios de Impacto Ambiental, los que son preparados por consultores con vasta experiencia. Por estos conceptos al 31 de diciembre de 2019 y 2018, la Sociedad ha hecho desembolsos por kUSD 97 y kUSD 78 respectivamente.

Los gastos asociados a este concepto se detallan a continuación:

Conceptos	2019 kUSD	2018 kUSD
Otros	32	33
Total	32	33

La norma de emisiones de centrales termoeléctricas que regula material particulado, dióxido de azufre y óxido de nitrógeno se ha cumplido en todas las unidades generadoras, ya que todas cuentan con sistemas de abatimiento de emisiones, los cuales son inspeccionados y mantenidos regularmente. Estos sistemas son:

- Filtros de mangas / Precipitadores Electroestáticos para el control de las emisiones de material particulado
- Desulfurizadores para el control de las emisiones de dióxido de azufre mediante la incorporación de cal hidratada y/o bicarbonato de sodio en las unidades con calderas de carbón pulverizado e incorporación de caliza en las unidades con calderas del tipo lecho fluidizado.
- Quemadores de Baja emisión de NOx en las unidades existentes y un sistema catalítico con inyección de amoníaco en la nueva unidad IEM para el control de las emisiones de óxidos de nitrógeno.

Todas las unidades generadoras cuentan con CEMS certificados por la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA). Estos equipos cuentan con un programa de aseguramiento de calidad con verificaciones diarias, trimestrales y anuales. Los ensayos anuales son ejecutados por laboratorios autorizados y sus resultados permiten validar el CEMS por un año más. En mayo 2019 se obtuvo la resolución de certificación del CEMS de la nueva unidad CTM7 (IEM).

En relación al pago de impuestos verdes (Ley 20.780) todas las unidades generadoras afectas cuentan con resolución de la SMA que aprueban los métodos de cuantificación de emisiones para el pago de impuestos, identificándose métodos de medición directa (CEMS) y métodos indirectos (estimaciones) donde no existen CEMS certificados por la SMA. Las emisiones reportadas para el año 2018 ya han sido informadas a las autoridades y el pago por concepto de impuesto verde alcanza casi los MMUSD 25.

EECL informó a las autoridades eléctricas el retiro de las unidades 12-13, siendo autorizadas su desconexión para abril 2019, siempre que estuviese finalizado el proyecto de la interconexión eléctrica Polpaico - Cardones. El retiro efectivo de estas unidades se concretó con fecha 7 de junio 2019. En relación a las unidades Turbogas de Tocopilla (unidades de respaldo) y dado su despacho discontinuo, se ha comunicado al Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) que estas unidades no operarán más del 10% de las horas del año (máximo 876 horas) para eximirse del cumplimiento del límite de emisión de NOx. No obstante, sus emisiones se estiman en forma horaria mediante el uso de métodos alternativos y se reportan a las autoridades ambientales.

Durante el año 2019, las autoridades ambientales efectuaron 13 fiscalizaciones presenciales (6 Superintendencia del Medio Ambiente -SMA y 7 SEREMI Salud). El resultado de estas fiscalizaciones fue: en 10 no hay observaciones o se determinó cumplimiento, en 2 hubo observaciones que fueron subsanadas con informes de descargos, determinándose amonestación; y 1 aún está en proceso por parte de la autoridad sanitaria.

La Sociedad, el día 25 de mayo tuvo un incidente socio ambiental por un derrame de petróleo diésel que sobrepasó el sistema de contención secundaria y afectó calles internas y externas del complejo termoeléctrico, no alcanzando el borde costero ni menos el mar. El evento fue controlado, recuperado el petróleo y todos los residuos generados dispuestos en instalaciones autorizadas. Actualmente, este incidente está siendo investigado por las autoridades (SMA, SEC y BIDEA-PDI). Además, en el año 2019 se reportaron 4 eventos ambientales a la SMA no siendo objetivos de fiscalizaciones o requerimientos de información adicional por parte de la autoridad ambiental.

NOTA 43 – INFORMACION FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES

El detalle de la información financiera resumida al 31 de diciembre de 2019, bajo Normas Internacionales de Información Financiera es el siguiente:

RUT	Nombre Sociedad	Participación	Activos Corrientes	Activos no Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos no Corrientes	Total Pasivos	Ingresos Ordinarios	Ganancia (Pérdida) Neta
		%	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
96.731.500-1	Electroandina S.A.	100,00%	23.873	32.927	56.800	4.751	0	4.751	14.097	1.219
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino SpA	100,00%	33.923	91.460	125.383	25.088	24.828	49.916	42.507	12.336
0-E	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	100,00%	16.213	54.440	70.653	2.044	13.347	15.391	12.934	1.514
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina S.A.	100,00%	79.156	672.159	751.315	41.950	397.112	439.062	146.451	17.520
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	100,00%	10.884	4.719	15.603	12.021	0	12.021	12.051	1.679
76.009.698-9	Inversiones Hornitos S.A.	60,00%	54.615	317.450	372.065	43.134	168.056	211.190	152.396	19.734
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	100,00%	4.935	31.292	36.227	933	1.084	2.017	3.361	(930)
76.379.265-K	Parque Eólico Los Trigales SpA	100,00%	2	1	3	47	0	47	0	3
76.274.746-4	Solairedirect Transmisión SpA	100,00%	0	1	1	8	0	8	0	(1)
76.243.585-3	SD Minera SpA	100,00%	0	299	299	30	0	30	0	1
76.247.968-0	Solairedirect Generación VI SpA	100,00%	0	165	165	156	0	156	0	11
76.267.537-4	Solairedirect Generación IX SpA	100,00%	0	165	165	158	0	158	0	10
76.534.501-4	Solairedirect Generación XI SpA	100,00%	0	153	153	148	0	148	0	10
76.534.502-2	Solairedirect Generación XV SpA	100,00%	0	127	127	124	0	124	0	8

La información financiera al 31 de diciembre de 2018 de las sociedades incluidas en la consolidación es la siguiente:

RUT	Nombre Sociedad	Participación	Activos Corrientes	Activos no Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos no Corrientes	Total Pasivos	Ingresos Ordinarios	Ganancia (Pérdida) Neta
		%	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
96.731.500-1	Electroandina S.A.	100,00%	19.006	36.241	55.247	4.417	0	4.417	15.060	1.266
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino SpA	100,00%	9.807	99.849	109.656	9.179	32.764	41.943	33.678	5.944
0-E	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	100,00%	11.899	60.059	71.958	2.516	15.694	18.210	13.545	(2.210)
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina S.A.	100,00%	52.629	691.416	744.045	34.333	414.979	449.312	150.426	16.691
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	100,00%	6.735	0	6.735	3.517	0	3.517	11.228	761
76.009.698-9	Inversiones Hornitos S.A.	60,00%	39.087	335.426	374.513	30.960	173.007	203.967	161.907	21.602
76.379.265-K	Parque Eólico Los Trigales SpA	100,00%	2	0	2	50	0	50	0	(38)
76.274.746-4	Solairedirect Transmisión SpA	100,00%	0	0	0	5	0	5	0	(4)
76.243.585-3	SD Minera SpA	100,00%	0	299	299	31	0	31	0	(4)
76.247.979-6	Solairedirect Generación II SpA	100,00%	0	534	534	544	0	544	0	(9)
76.247.968-0	Solairedirect Generación VI SpA	100,00%	0	165	165	169	0	169	0	(4)
76.267.537-4	Solairedirect Generación IX SpA	100,00%	0	165	165	169	0	169	0	(4)
76.534.501-4	Solairedirect Generación XI SpA	100,00%	0	153	153	157	0	157	0	(4)
76.534.502-2	Solairedirect Generación XV SpA	100,00%	0	128	128	132	0	132	0	(4)

NOTA 44 – HECHOS POSTERIORES

Hecho Esencial del 23 de enero de 2020

Con fecha 23 de enero de 2020, la Sociedad ha convenido los términos y condiciones para la emisión y colocación de bonos en mercados internacionales, por un monto total de USD 500.000.000, los que se espera sean emitidos en el plazo de 3 días hábiles contado desde esta fecha, conforme a las normas de la Regla “144-A” (Rule 144-A) y de la Regulación “S” (Regulation S), ambas de la ley de valores de los Estados Unidos de América (U.S. Securities Act of 1933). Los bonos contemplan un plazo de 10 años y una tasa de interés de 3,4% anual. Los intereses se pagarán semestralmente y el capital se amortizará en una sola cuota al final del periodo. De conformidad con las normas aplicables, los referidos instrumentos no serán registrados en el Registro de Valores a cargo de esa Comisión, ni ante la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América.

Los fondos obtenidos de la colocación de los señalados bonos, se destinarán a la compra de bonos de la Sociedad anteriormente emitidos en los mercados internacionales, que tienen una tasa de interés de 5,625% anual y fecha de vencimiento prevista para el año 2021, todo ello conforme con una oferta pública de compra de los mismos lanzada por EECL. El capital pendiente de pago de los bonos objeto de la señalada oferta de compra ascendía a USD 400.000.000, y ésta última preveía, por cada USD 1.000 de capital pendiente de pago, un precio de USD 1.034,50. La oferta lanzada por la Sociedad venció con fecha 22 de enero de 2020, siendo aceptada por titulares de bonos por un monto total de USD US\$193.272.000,00, que serán cancelados y retirados, lo que considerando el pago de intereses devengados, significará el pago por la Sociedad de la cantidad total de USD US\$200.332.467,89.

Una vez materializada la nueva emisión y colocación de bonos en los mercados internacionales, EECL comunicará los otros términos y condiciones de dicha colocación, en calidad de hecho esencial, en cumplimiento de lo dispuesto en la Circular N°1072 de la Comisión para el Mercado Financiero.

No han ocurrido otros hechos significativos entre el 1° de enero de 2020 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados que afecten la presentación de los mismos.

ANEXO 1 – SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENGIE ENERGIA CHILE S.A.

a) Los estados financieros consolidados incluyen las siguientes sociedades

RUT	Nombre Sociedad	País de Origen	Moneda Funcional	Porcentaje de Participación Año 2019			Porcentaje de Participación Año 2018		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	Chile	Dólar estadounidense	99,9000	0,1000	100,0000	99,9000	0,1000	100,0000
96.731.500-1	Electroandina S.A.	Chile	Dólar estadounidense	99,9999	0,0001	100,0000	99,9999	0,0001	100,0000
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina S.A.	Chile	Dólar estadounidense	99,9999	0,0001	100,0000	99,9999	0,0001	100,0000
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.009.698-9	Inversiones Hornitos S.A.	Chile	Dólar estadounidense	60,0000	0,0000	60,0000	60,0000	0,0000	60,0000
0-E	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	Argentina	Dólar estadounidense	78,9146	21,0854	100,0000	78,9146	21,0854	100,0000
76.379.265-K	Parque Eólico Los Triguales SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	0,0000	0,0000	0,0000
76.274.746-4	Solairedirect Transmisión SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.243.585-3	SD Minera SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.247.968-0	Solairedirect Generación VI SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.267.537-4	Solairedirect Generación IX SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.534.501-4	Solairedirect Generación XI SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000
76.534.502-2	Solairedirect Generación XV SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	100,0000	0,0000	100,0000

Ver nota 2.4 Entidades Filiales

b) Sociedades contabilizadas por el método de la participación:

Tipo de Relación	RUT	Nombre Sociedad	País de Origen	Moneda Funcional	Porcentaje de Participación al	
					31-12-2019 Directo	31-12-2018 Directo
Control Conjunto	76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Dólar estadounidense	50,000	50,000

Ver nota 2.5 Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación.

ANEXO 2 – DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

El detalle de los activos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

Activos	Moneda	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	218.235	59.207
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ no reajutable	20.831	1.684
Efectivo y equivalentes al efectivo	Euro	1	2
Efectivo y equivalentes al efectivo	Peso Argentino	16	619
Otros activos financieros Corriente	USD	471	0
Activos por impuestos corrientes	USD	12.679	10.216
Inventarios corrientes	\$ no reajutable	3.105	2.215
Inventarios corrientes	USD	113.099	156.645
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	\$ no reajutable	117	33
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	UF	41	41
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	USD	11.841	3.907
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	Peso Argentino	0	1
Otros activos no financieros	\$ no reajutable	1.575	2.756
Otros activos no financieros	USD	5.444	3.844
Otros activos no financieros	Peso Argentino	889	1.851
Otros activos no financieros	Euro	249	643
Otros activos no financieros	Otras Monedas	24	19
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	USD	88.265	149.345
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	\$ no reajutable	8.255	12.317
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Peso Argentino	118	137
Activos No Corrientes			
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	USD	73.499	0
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	UF	20	20
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	USD	27.722	47.774
Otros activos no financieros no corriente	\$ no reajutable	1	0
Otros activos no financieros no corriente	USD	5.706	10.670
Activos por impuestos diferidos	USD	18.112	2.151
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	USD	89.697	97.320
Activos intangibles distintos de la plusvalía	USD	221.288	238.492
Plusvalía	USD	25.099	25.099
Propiedades, planta y equipo	USD	2.561.391	2.635.728
Subtotal	USD	3.472.548	3.440.398
	\$ no reajutable	33.884	19.005
	Euro	250	645
	UF	61	61
	Peso Argentino	1.023	2.608
	Otras Monedas	24	19
Activos, Total		3.507.790	3.462.736

El detalle de los pasivos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

Pasivos Corrientes		Hasta 90 días		90 días a 1 año	
Pasivos Corrientes en Operación, Corriente	Moneda	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	\$ no reajutable	2.227	899	0	0
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	USD	8.215	7.763	1.109	916
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	UF	0	0	0	0
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	Euro	861	661	0	0
Pasivos por Impuestos Corrientes	USD	223	56	0	0
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	UF	1.330	0	0	0
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	Euro	0	0	22.102	10.117
Pasivos por Impuestos Corrientes	USD	12.994	1.117	0	0
Otros pasivos no financieros	\$ no reajutable	0	0	0	0
Otros pasivos no financieros	USD	1.902	265	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Euro	8.324	9.438	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	\$ no reajutable	51.170	24.527	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Otras monedas	1.618	1.410	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Peso Argentino	193	155	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	USD	124.426	113.408	0	2.255
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	UF	2.836	7.738	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Yen	1.859	1.877	0	0
Provisión corrientes por beneficios a los empleados	\$ no reajutable	12.348	13.275	0	0
Otros pasivos financieros	USD	18.354	67.252	85.394	42.637
	USD	152.897	188.688	108.605	55.925
	\$ no reajutable	78.739	39.818	0	0
	Euro	8.547	9.494	0	0
Subtotales	UF	3.697	8.399	0	0
	Yen	1.859	1.877	0	0
	Peso Argentino	1.523	155	0	0
	Otras Monedas	1.618	1.410	0	0
Pasivos Corrientes, Total		248.880	249.841	108.605	55.925

Pasivos, No Corrientes	Moneda	1 a 3 años		3 a 5 años		Más de 5 años	
		31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD	31-12-2019 kUSD	31-12-2018 kUSD
Pasivo por impuestos Diferidos	USD	11.571	16.571	12.523	17.523	169.276	188.080
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	USD	3.011	2.966	3.531	3.210	49.889	51.738
Otros pasivos financieros no corrientes	USD	401.882	396.629	1.841	0	356.723	337.981
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	\$ no reajutable	0	0	0	0	62	128
Otras provisiones no corrientes	USD	11.550	3.408	2.360	198	1.716	0
Otras provisiones no corrientes	Peso argentino	769	514	0	0	0	0
	USD	428.014	419.574	20.255	20.931	577.604	577.799
Subtotal	\$ no reajutable	0	0	0	0	62	128
	Peso argentino	769	514	0	0	0	0
Pasivos No Corrientes, Total		428.783	420.088	20.255	20.931	577.666	577.927

Informe de Revisión del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores
Engie Energía Chile S.A. y filiales

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Engie Energía Chile S.A. y filiales, que comprende el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2019, y el correspondiente estado consolidado de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados a base de nuestra auditoría. Efectuamos nuestra auditoría de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros consolidados, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados.

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

Opinión

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Engie Energía Chile S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2019 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Otros Asuntos

Informe de otros auditores sobre los estados financieros consolidados 2018

Los estados financieros consolidados de Engie Energía Chile S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2018 fueron auditados por otros auditores, quienes expresaron una opinión sin salvedades sobre los mismos en su informe de fecha 30 de enero de 2019.



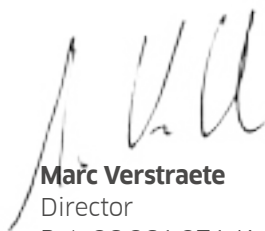
Marek Borowski
EY Audit SpA

Santiago, 29 de enero de 2020

Declaración de Responsabilidad



**Frank Jean Alain
Demaille**
Presidente
Rut: 26.890.321-6



Marc Verstraete
Director
Rut: 26.361.271-K



Hendrik De Buyserie
Director
Pasaporte b: EJ838811



Claudio Iglesias
Director
Rut: 7.289.154-6



Anibal Prieto Larrain
Director
Rut: 9.387.791-8



Mauro Valdés Raczynski
Director
Rut: 7.011.106-3



**Cristián Eyzaguirre
Johnston**
Director
Rut: 4.773.765-6



Axel Levêque
Gerente General
Rut: 14.710.940-7



Coordinación de este Reporte:

Gerencia de Sostenibilidad ENGIE Energía Chile
Gerencia de Finanzas ENGIE Energía Chile

Redacción, asesoría en pautas GRI y diseño gráfico:

Plus Comunica (www.pluscomunica.cl)