



MEMORIA Integrada 2020



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

RAZÓN SOCIAL:

ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.

DOMICILIO:

ISIDORA GOYENCHEA 2800, PISO 16,
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:

EY SERVICIOS PROFESIONALES DE
AUDITORÍA Y ASESORÍAS SpA.

ASESORÍA LEGAL EXTERNA:

PRIETO ABOGADOS SpA.

DIRECCIONES :

OFICINA CENTRAL:

ISIDORA GOYENCHEA 2800, PISO 16,
LAS CONDES, SANTIAGO, CHILE.

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

ASUNTOS CORPORATIVOS:

COMUNICACIONES EXTERNAS

alejandra.sepulveda@engie.com

SOSTENIBILIDAD Y PERMISOS

matias.bernales@engie.com

Acerca de nuestra Memoria Integrada

A través de este documento queremos compartir los principales avances y desafíos de nuestra estrategia de crecimiento y gobernanza, gestión social y ambiental. La selección de los temas consideró las inquietudes de nuestros grupos de interés, recogidas en la encuesta de materialidad. También, los requerimientos normativos para las memorias anuales de los emisores de oferta pública y los Estándares del Global Reporting Initiative (GRI).

Su elaboración contó con la activa participación de las Gerencias Corporativas de la Compañía, responsables de la entrega y validación de los contenidos.

Esperamos que este documento sea de utilidad.

Por quinto año consecutivo y de manera voluntaria, reportamos nuestro triple desempeño.





Carta del Presidente del Directorio

El año 2020 nos desafió y puso a prueba nuestras capacidades. Aunque la complejidad del escenario se mantiene hasta hoy, a lo largo del año pasado logramos cumplir nuestro compromiso esencial de entregar energía al país, manteniendo un ambiente de trabajo seguro para nuestros colaboradores y sin perder de vista las necesidades de nuestros grupos de interés.

De este período quisiera destacar, en primer lugar, el trabajo colaborativo y resiliente que permitió ejecutar planes de acción eficientes y a tiempo, reduciendo significativamente los riesgos e impactos de la crisis en la salud física y emocional de nuestros colaboradores y sus familias, así como en las operaciones de las plantas. Ese trabajo fue reconocido recientemente por la Asociación Chilena de Seguridad, que otorgó a la empresa un sello verde por la gestión preventiva del protocolo COVID-19 implementada, específicamente, en nuestras operaciones en Tocopilla y Mejillones.

La coordinación entre nuestro Comité de Crisis y las organizaciones sindicales jugó, sin dudas, un papel fundamental, al igual que los trabajos realizados por nuestros colaboradores tanto en los sitios, manteniendo en todo momento la continuidad operacional, como en la modalidad de trabajo remoto.

Junto con destacar nuestra avanzada transformación digital, un aspecto clave para seguir adelante con nuestras tareas, quisiera detenerme para agradecer profundamente todos los esfuerzos individuales de nuestras personas.

*“Nuestro accionista mayoritario, ENGIE Latam S.A., **amplió su participación accionaria a 59,9%**, en una muestra de confianza en el futuro de la empresa”.*

De la misma forma, destaco el compromiso especialmente los vinculados con los proyectos renovables que están en proceso de construcción.

Además de mantener nuestras operaciones en un contexto tremendamente complejo, como compañía fuimos más allá y apoyamos a nuestros entornos en los momentos difíciles. Colaboramos con las comunidades vecinas a nuestras instalaciones, con entrega de alimentos, insumos médicos y fondos para fomentar nuevos emprendimientos, además de ponernos a disposición del Gobierno de Chile en iniciativas para sobrellevar la crisis sanitaria en distintos centros hospitalarios del país.

A pesar de la pandemia, la compañía mantuvo a firme sus planes de crecimiento y su aspiración de colaborar en el camino hacia la carbono-neutralidad de nuestros clientes y el país en general. Contamos aquí con el respaldo del Grupo, que a través de ENGIE Latam S.A., el año pasado amplió a 59,9% su participación accionaria en la propiedad de la compañía, en una muestra de confianza en el futuro de la empresa y su estrategia de desarrollo.

Siguiendo justamente la estrategia global del Grupo ENGIE, que en 2020 ratificó como pilares del negocio las energías renovables e infraestructura energética, mantuvimos las labores para reconvertir nuestra matriz energética, con la incorporación de 1.000MW de capacidad instalada en energías renovables. En la medida que avanzamos en este plan, nuestra organización

también se adapta a los desafíos de gestionar una nueva empresa con múltiples operaciones, con nuevos impactos y distribuidas en todo Chile.

Nuestra gobernanza deberá adaptarse a los desafíos y requerimientos de un entorno regulatorio cada vez más complejo. En ese contexto, el Directorio intensificó su labor de revisión de los cambios normativos y su impacto en la gestión corporativa, mientras que continuamos fortaleciendo nuestros marcos internos con el lanzamiento de una nueva Política Tributaria y el nuevo Código de Gobierno Corporativo de la compañía.

Finalmente, quisiera reiterar mis agradecimientos a nuestros colaboradores y ejecutivos, por el gran despliegue y el esfuerzo que realizaron este año, así como a nuestros accionistas y vecinos, por la confianza depositada en nuestra organización.

Los invito a revisar nuestra Memoria Integrada, que además representa la comunicación en progreso de nuestros compromisos con Pacto Global. En este documento damos a conocer las iniciativas que impulsamos para superar este difícil año 2020 y los principales retos que nos esperan en nuestro objetivo de convertirnos en una empresa sostenible que aporta a la transformación energética de Chile.

Frank Demaille
Presidente Directorio
ENGIE Energía Chile

Mensaje del Gerente General

La gestión oportuna de los impactos de la pandemia nos permitió seguir adelante con nuestros planes y proyectos estratégicos fundamentales para la sostenibilidad económica, social y ambiental de nuestra compañía. Los principales frutos de esta labor los compartimos en este documento, mediante el cual damos cuenta de nuestros resultados y de la forma en que los alcanzamos.

Quisiera comenzar destacando que a pesar de que vivimos un año extremadamente complejo, logramos mantener una continuidad operacional de nuestras actividades esenciales gracias a la dedicación y compromiso de nuestros colaboradores, logrando resultados y avances significativos en nuestra estrategia de crecimiento. Es así como durante el ejercicio alcanzamos una utilidad de MM US\$163,5, un 48% superior respecto de 2019.

En nuestro objetivo de liderar la transformación energética de Chile, mantuvimos los avances de nuestro plan de construcción de 1.000 MW de energías renovables. Este año compramos el Parque Eólico Monte Redondo y la Central Hidroeléctrica Laja, que en conjunto representan 82 MW. Con esta incorporación, nuestra capacidad instalada de energías renovables aumentó de 66 MW en 2019 a 156 MW al cierre de 2020. A partir de este 2021, gradualmente, se sumarán los proyectos que estamos construyendo en el norte del país.

Un hito relevante del Plan de 1.000 MW de proyectos renovables fue la obtención del primer crédito verde entregado por BID Invest, miembro del grupo BID, por US\$125 millones, para la

construcción de nuestro parque eólico Calama. Se trata de una operación inédita, que está vinculada con la reducción de las emisiones de carbono, y para la cual tuvimos que efectuar un exhaustivo diagnóstico de nuestros procedimientos de gestión de la sostenibilidad.

Los requerimientos que surgieron de este proceso los abordamos con un equipo conformado por distintas áreas (entre ellas, Finanzas, Medio Ambiente, Gestión Territorial y Sostenibilidad, Legal y Procesos), a partir de cuyo trabajo fortalecimos el Sistema de Gestión Ambiental con la incorporación de aspectos sociales vinculados con el fomento de la economía local.

En paralelo, continuamos con el retiro de los 0,8 GW de energía térmica comprometidos con la autoridad. En el marco de este trabajo, adjudicamos el contrato de la licitación para el desmantelamiento de las unidades a carbón 12 y 13 del Complejo Tocopilla, de 171 MW, cuyo inicio está proyectado para el primer trimestre de 2021, una vez que se obtenga la autorización municipal y del Ministerio de Medio Ambiente.

En términos organizacionales, este fue un año que puso a prueba nuestra consistencia y cohesión con los valores y focos culturales de la compañía. En esa dirección, parte de nuestro trabajo se enfocó a potenciar a los líderes en sus habilidades en tiempos de crisis y el reforzamiento de la comunicación y el diálogo interno para acompañar nuestras medidas en seguridad y salud emocional. Adicionalmente, nuestra organización se volcó

*“Nuestra capacidad instalada de energías renovables aumentó de **66 MW** en 2019 a **156 MW** al cierre de 2020”.*

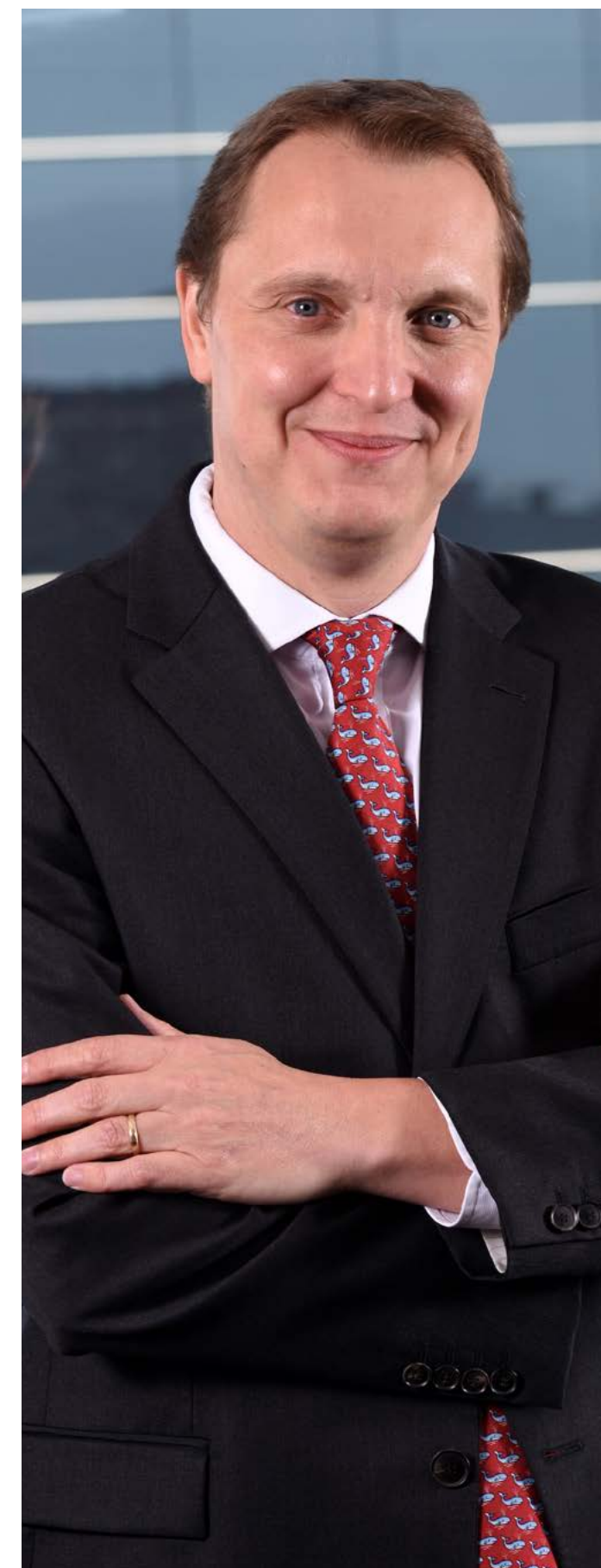
a brindar apoyo a las comunidades vecinas a través de una serie de iniciativas, como la entrega de insumos médicos a los servicios de salud comunales y entrega de alimentos, entre otras. Con mucho orgullo, quisiera destacar que estas acciones contaron con la contribución voluntaria de muchos de nuestros colaboradores, que decidieron sumarse a la Campaña 1+1 para amplificar los recursos dispuestos por la empresa.

En el ámbito comercial, continuamos con el plan de descarbonización de los PPA de nuestros grandes clientes mineros, logrando este año cerrar la renegociación del contrato que mantenemos con Minera Centinela, de Antofagasta Minerals. En lo fundamental, este nuevo contrato contempla un esquema de tarifas que permitirá adecuar gradualmente el servicio a la producción de electricidad con fuentes renovables. También incorporamos nuevos clientes que en total representan contratos de venta de energía de 800 GWh/año. Entre ellos, destaco a CAP Acero, empresa con la que cerramos un suministro de 420 GWh/año por 15 años.

El año 2020 fue un período de grandes retos que enfrentamos con innovación y una alta capacidad de adaptación. Este esfuerzo nos deja en un gran pie para los desafíos de este 2021, que afrontaremos con el mismo compromiso con Chile y su desarrollo sostenible.

Axel Levêque

Gerente General
ENGIE Energía Chile



Índice



1

Somos ENGIE Energía Chile

- 1.1 Principales Resultados 2020 **12**
- 1.2 Nuestras Operaciones **14**
- 1.3 Principales Hitos **16**
- 1.4 Propiedad **18**
- 1.5 Estructura de Gobierno **19**
- 1.6 Funcionamiento del Gobierno **20**
- 1.7 Directorio de ENGIE Energía Chile **22**
- 1.8 Ética y Cumplimiento **25**
- 1.9 Comité Ejecutivo **26**
- 1.10 Premios y Participación en Instituciones **29**



2

Mercado en el que Operamos

- 2.1 Nuestra Industria **31**
- 2.2 Marco Regulatorio **33**
- 2.3 Estrategia de Crecimiento **36**
- 2.4 Cadena de Valor **40**



3

Gestión del Negocio

- 3.1 Continuidad Operacional en Pandemia **43**
- 3.2 Desempeño de las Líneas de Negocio **47**
- 3.3 Desempeño Económico **56**



4

Avance Plan 1.000 MW de Energías Renovables

- 4.1 Principales Avances **62**
- 4.2 Crédito BID **64**
- 4.3 Principales Hitos del Plan 1.000 MW Renovables **66**



5

Sostenibilidad de ENGIE Energía Chile

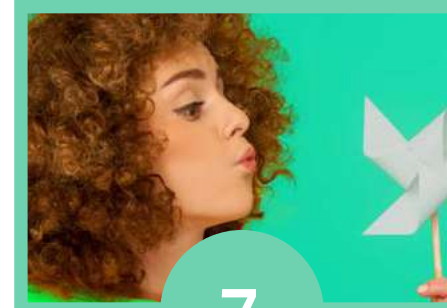
- 5.1 Modelo de Sostenibilidad **69**
- 5.2 Gestión 2020 **71**
- 5.3 Grupos de Interés **72**
- 5.4 Avances en Sostenibilidad **73**
- 5.5 Valor Generado y Distribuido **74**



6

Temas Relevantes

- 6.1 Fomento de la Economía Local **77**
- 6.2 Gestión Ambiental **83**
- 6.3 Salud y Seguridad en el Trabajo **90**
- 6.4 Gestión de Proveedores **99**
- 6.5 Empleo y Cultura **104**
- 6.6 Formación y Desarrollo **108**
- 6.7 Diversidad e Inclusión **112**



7

Antecedentes Legales y Riesgos

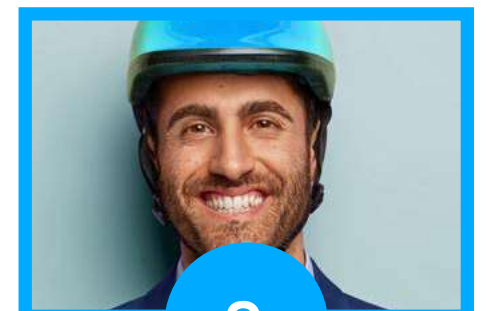
- 7.1 Antecedentes Legales **121**
- 7.2 Informe Comité de Directores **130**
- 7.3 Hechos Relevantes **135**
- 7.4 Síntesis de Comentarios y Proposiciones de Accionistas y del Comité de Directores **137**
- 7.5 Malla Societaria **138**
- 7.6 Identificación de las Compañías Filiales y Coligadas **140**
- 7.7 Factores de Riesgo **146**



8

Metodología y Contenido GRI

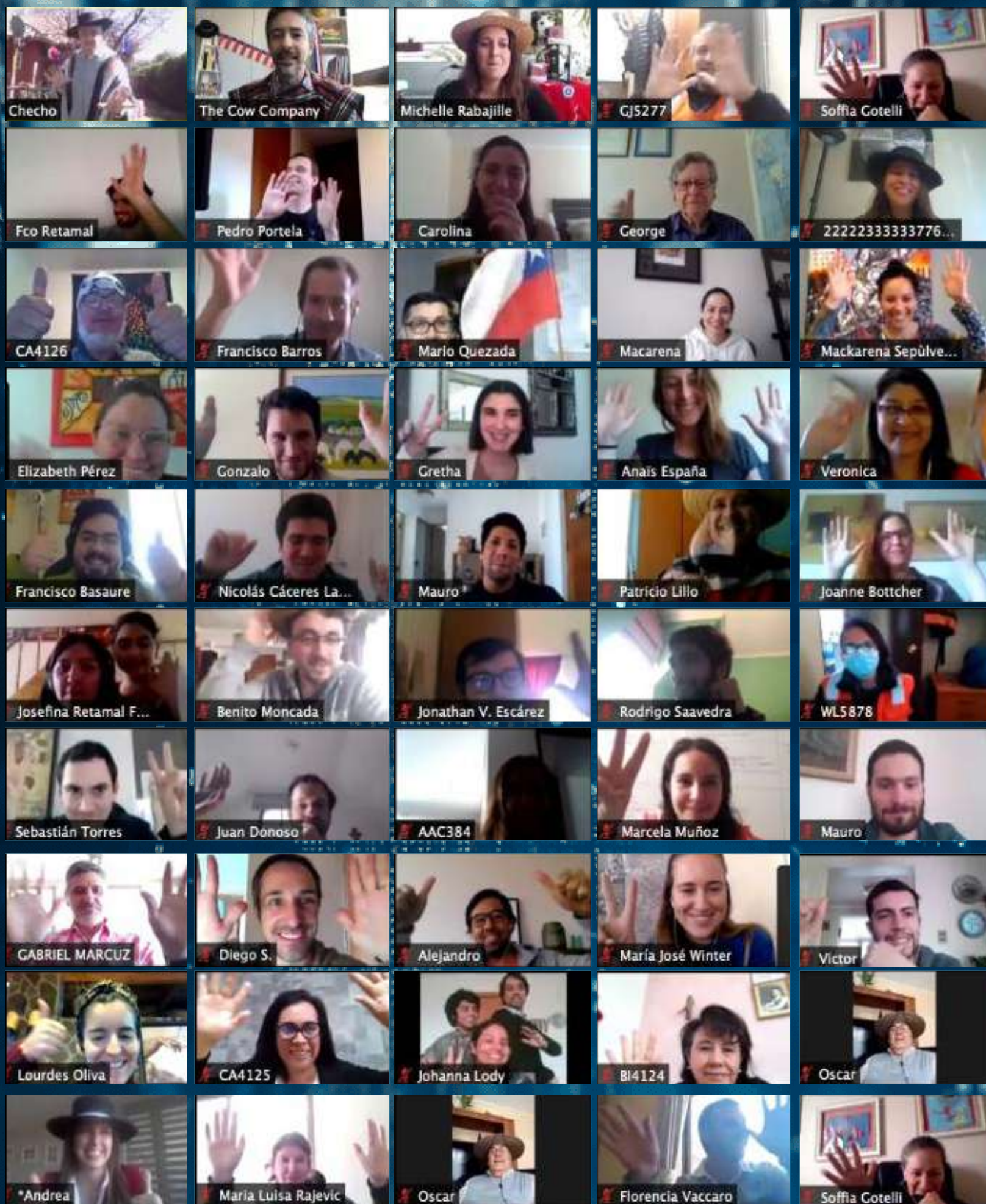
- 8.1 Alcance **163**
- 8.2 Materialidad **164**
- 8.3 Índice GRI **168**
- 8.4 Compromiso con el Pacto Global **174**



9

Estados Financieros

- Estados Financieros **176**
- Declaración de Responsabilidad **285**



CAPÍTULO 1

Somos ENGIE Energía Chile

- 1.1 Principales Resultados 2020 / 1.2 Nuestras Operaciones / 1.3 Principales Hitos / 1.4 Propiedad / 1.5 Estructura de Gobierno / 1.6 Funcionamiento del Gobierno / 1.7 Directorio de ENGIE Energía Chile / 1.8 Ética y Cumplimiento / 1.9 Comité Ejecutivo / 1.10 Premios y Participación en Instituciones



1.1 Principales Resultados 2020

Somos una empresa con presencia en los mercados de generación, transmisión y suministro de electricidad, transporte de gas e infraestructura portuaria. Nuestros principales clientes provienen de los sectores minería, industrial y de distribución eléctrica, tanto del norte como de la zona centro y sur del país.

En 2020, nuestros principales resultados fueron:

Desempeño del Negocio

Ingresos Ventas de Energía y Potencia
MM US\$1.165
-6% respecto de 2019

EBITDA
MM US\$455
-15% respecto de 2019

Utilidad Neta
MM US\$163,5
+48% respecto de 2019

Deuda Neta/EBITDA
1,8 a diciembre 2020

Rating Internacional
Fitch (junio 2020)
BBB+ Stable

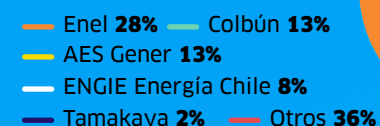
S&P (enero 2020):
BBB Stable

Nacional
Fitch (junio 2020)
AA Stable

Feller Rate (enero 2021)
AA- Positive

4º Operador en Generación
11.4 TWh ventas de energía en 2020,
+ 2,7% respecto de 2019.

Participación de mercado
Generación 2020



3º Operador en Transmisión
2.330 km en líneas de alta tensión

23 subestaciones
884 MVA

600 KM-500 KV
TEN S.A.
(50% de la propiedad)

Puertos
27 naves desembarcaron en 2020

Transporte de gas
682 millones de m³ de gas transportados

Gobernanza
+300 colaboradores capacitados en Prevención de Delitos y Libre Competencia

Actualización del Código de Gobierno Corporativo

Gestión Social

889 total de colaboradores



Rotación

0,6% Mujeres

7,8% Hombres

Brecha salarial por cargo 2020
(contrato indefinido)

Ejecutivos	♀ 98,1%	♂ 100,0%
Profesionales nivel táctico	♀ 95,8%	♂ 100,0%
Operarios y administrativos	♀ 92,5%	♂ 100,0%

Proveedores

9% internacionales
91% nacionales



Comunidad

MMUS\$1,4 inversión comunitaria

17 comunas en 6 regiones aborda nuestra gestión

Capacitación

27.619 horas totales en el año

34 horas promedio anual por persona

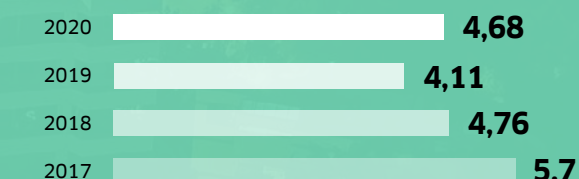
Seguridad Laboral

Tasa de Frecuencia:
0,61 en 2020,
50% inferior al 1,25% de 2019

Sistema de Gestión SST:
100% de cobertura para empleados propios y contratistas

Gestión Ambiental

EVOLUCIÓN HUELLA DE CARBONO
(Millones de Toneladas CO₂ eq)

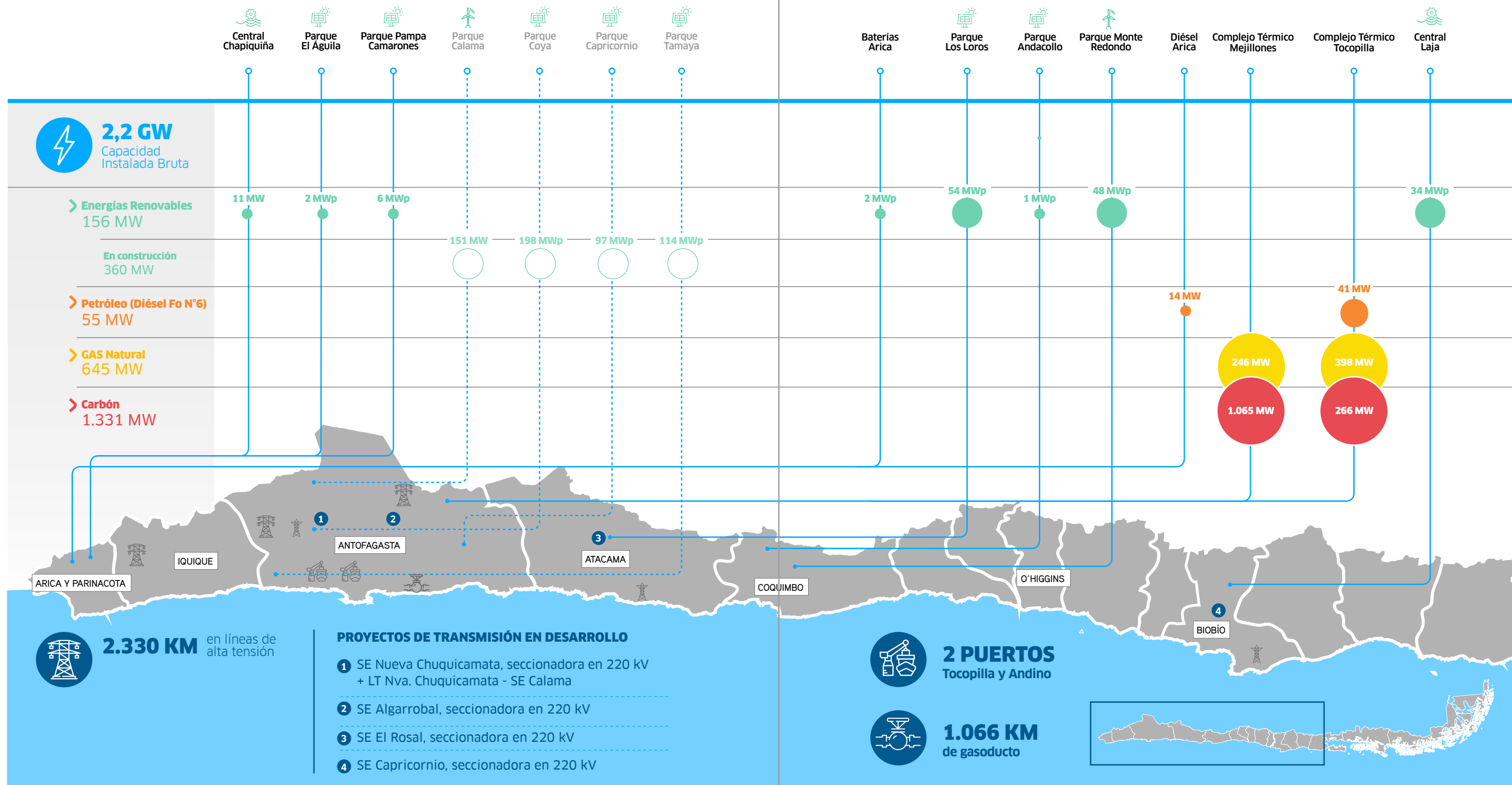


ENGIE Energía Chile contribuye a las metas y desafíos de la Agenda Global a través de los siguientes ODS de la ONU



SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN
ISO 9.001 | ISO 14.001 | OHSAS 18.001

1.2 Nuestras Operaciones



Al cierre de 2020, la capacidad instalada bruta de ENGIE Energía Chile alcanzó a **2,2 GW**. En el marco de nuestro Plan de 1 GW de energías renovables, este 2020 adquirimos el parque eólico Monte Redondo (48 MW) y la central hidroeléctrica Laja (34 MW). Con esta compra, la participación de las energías renovables en nuestra matriz energética aumentó de 66 MW a 156 MW entre 2019 y 2020.

También durante el ejercicio, **la Central Tamaya a petróleo (104 MW) fue desconectada del sistema**, con lo cual la participación de esta fuente de energía en nuestra matriz bajó de 156 MW a 55 MW, entre 2019 y 2020.

1.3 Principales Hitos



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 los activos de generación de Electroandina.

2011

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

2015

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.

2018

La compañía adquiere el parque eólico Monte Redondo y la central hidroeléctrica Laja, que en conjunto representan 82 MW. Tras esta compra, la capacidad instalada de la empresa en energías renovables llega a 156 MW.

En 2020, ENGIE Energía Chile también renegocia el contrato con Minera Centinela de Antofagasta Minerals en el marco de su programa de descarbonización de sus PPA. Asimismo, recibe el primer "crédito verde" que concede el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), por US\$125 MM, el que se destinará a financiar la construcción del parque eólico Calama.

En noviembre, ENGIE LATAM S.A., accionista mayoritario de ENGIE Energía Chile S.A., adquiere 76.155.000 acciones de esta última sociedad, con lo cual aumenta su participación accionaria en un 7,23%. Con esta operación eleva su titularidad al 59,99% de las acciones de la compañía.

2020

2009

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.

2014

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. Esto permite a la compañía entregar energía al Sistema Interconectado Central (SIC) a partir de 2018 y por 15 años. La oferta involucra inversiones por cerca de US\$ 1.800 millones.

2016

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), 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.

2019

ENGIE Energía Chile anuncia el cierre de las unidades 14 y 15 del Complejo Tocopilla y de las unidades CTM1 y CTM2 del Complejo Mejillones, al 2024, en el marco 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 362 MW.

1.4 Propiedad

1.4.1 Situación de Control

ENGIE Energía Chile S.A. es controlada por la multinacional francesa ENGIE (ex GDF Suez) a través de ENGIE Latam S.A.

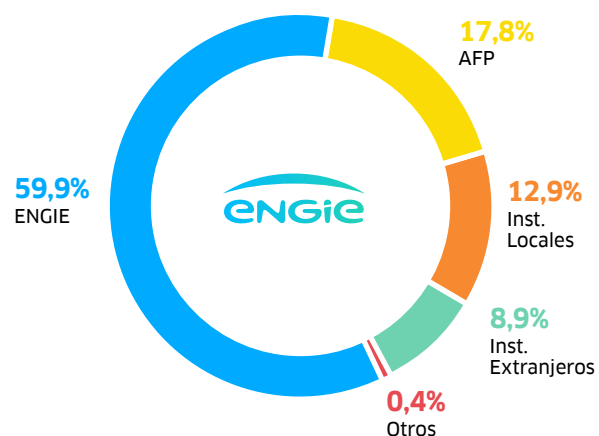
Al 31 de diciembre 2020, ENGIE Latam S.A. controlaba el 59,9% de la propiedad, luego que, en noviembre de este año, adquiriera 76.155.000 acciones de ENGIE Energía Chile equivalentes al 7,23% de la titularidad.

El 40% restante de la propiedad, equivalente a 422.377.220 acciones, es controlado por fondos de pensiones (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,

Estructura de propiedad al 31 de diciembre de 2020



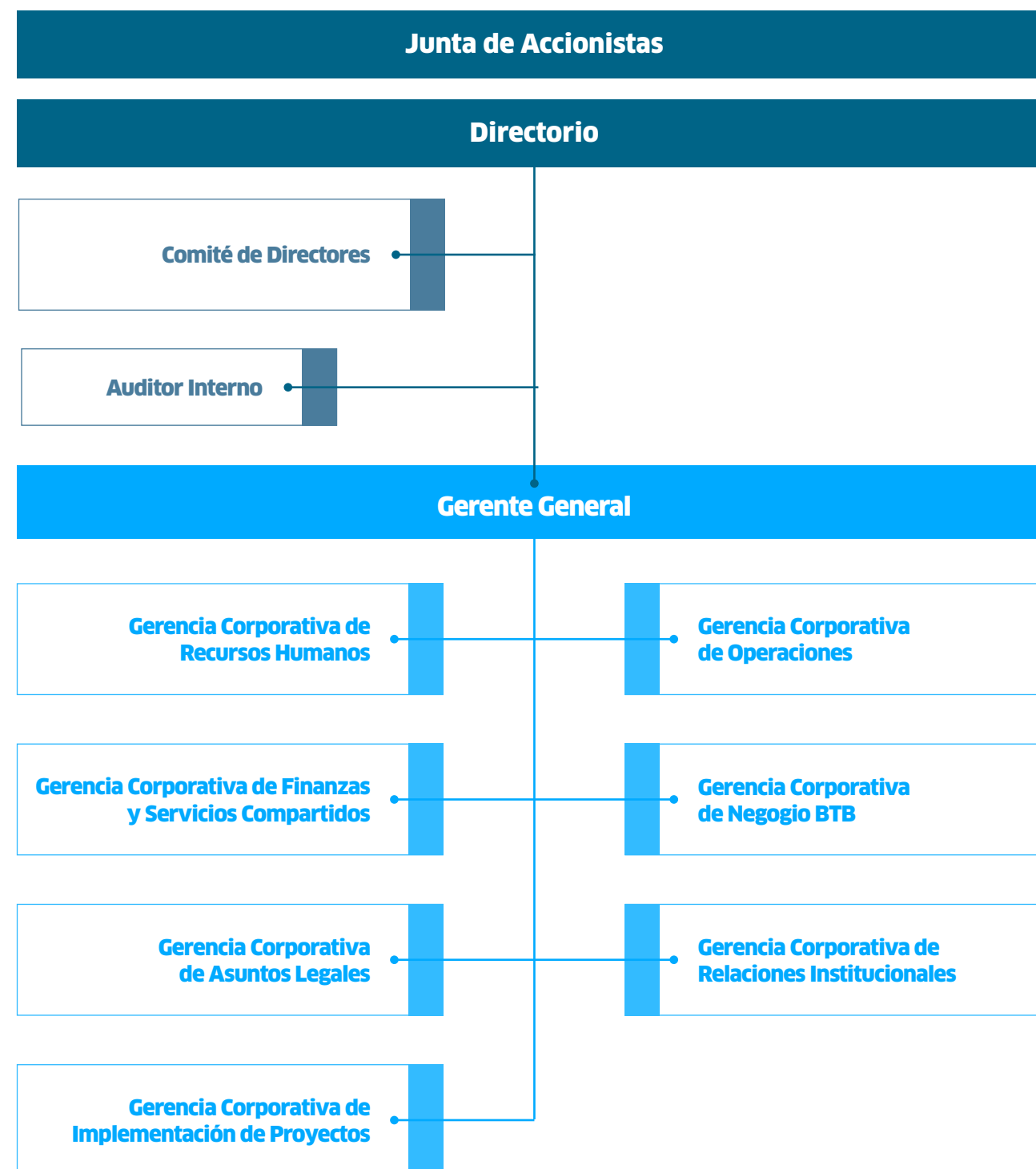
que aporta soluciones innovadoras para la energía y el medio ambiente a las empresas, las personas y la comunidad. Sus acciones están listadas en las bolsas de valores de Bruselas y París.

Valores Corporativos

PROFESIONALISMO	CREACIÓN DE VALOR	ÉTICA
RELACIONES INTERNAS	RESPECTO AL MEDIO AMBIENTE	PRINCIPIO DE ACTUACIÓN
EL ESPÍRITU DEL EQUIPO	RESPECTO POR LOS DERECHOS HUMANOS	RESPECTO POR LAS COMUNIDADES Y POBLACIONES VULNERABLES

1.5 Estructura de Gobierno

Al 31 de diciembre de 2020, ningún miembro del Directorio y de la Alta Administración tenía participación en la propiedad de ENGIE Energía Chile S.A.



1.6 Funcionamiento del Gobierno Corporativo

En ENGIE Energía Chile contamos con un Código de Gobierno Corporativo que sistematiza las prácticas y formas de actuación de los distintos estamentos de la compañía. Enmarca las actuaciones de los directores, gerente general, gerentes corporativos y ejecutivos principales, asegurando así el cumplimiento de estrictos estándares de control, ética y transparencia empresarial, en algunos casos, con exigencias mayores o adicionales a las establecidas en la ley.

En 2020 renovamos nuestro Código de Gobierno Corporativo como parte de la mejora continua a nuestro marco interno. Puedes revisarlo en <https://engie-energia.cl/gobierno-corporativo/>.

1.6.1 Composición del Directorio

El Directorio es el órgano principal de administración. Entre sus labores principales, debe determinar el plan estratégico de la Sociedad, tener en cuenta los riesgos y oportunidades relacionados

con la actividad, además de definir los objetivos a largo plazo de la entidad y el proceso de planificación estratégica.

Está compuesto por siete miembros titulares y sus respectivos suplentes. Cada dos años se renueva totalmente con posibilidad de reelección. Se reúne en sesiones ordinarias -una vez al mes- y extraordinarias -citadas por el Presidente-. Durante el año, el Directorio desarrolla una de sus sesiones en algunas de las centrales de la compañía.

1.6.2 Comité de Directores

Nuestro Comité de Directores está constituido por los directores independientes, a quienes les corresponde desempeñar las funciones señaladas por el artículo 50 bis de la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas y las demás que señalen las normas legales y administrativas. Sus miembros ejercen este cargo por dos años (con posibilidad de ser reelegidos) y cuentan con directores suplentes.

BUENAS PRÁCTICAS

Inducción	Los nuevos directores participan en un proceso de inducción que contempla reuniones con el gerente general y principales ejecutivos y la entrega de la documentación necesaria para el ejercicio de sus funciones.	Código de Conducta y Ética de los Negocios	Establece los principios que guían la actuación de todos los colaboradores de la compañía.
Código de Gobierno Corporativo	Establece las prácticas y lineamientos de actuación basados en estrictos estándares de control, ética y transparencia empresarial.	Manual de Información de Interés para el Mercado	Limita el número de personas con acceso a información privilegiada y minimiza el tiempo que transcurre entre la generación y la divulgación de dicha información.
Entrega recurrente de información	Mensualmente, el Directorio recibe un completo informe relativo a la gestión de la Sociedad, incluyendo un análisis de las variables más importantes de las actividades de la Compañía.	Política Tributaria	Establece los lineamientos para gestionar los asuntos tributarios de manera eficiente y proactiva. Insta, además, a ser transparente respecto de sus operaciones, ser cooperativos con la autoridad tributaria local y promover prácticas fiscales responsables.
Guía para la actuación de los directores	Contiene los lineamientos para apoyar su labor en las distintas etapas de su gestión, a nivel individual y como Directorio.	Modelo de Prevención del Delito	Contempla un Manual de Prevención de Delitos, un Canal de Denuncias y un Encargado de Prevención de Delitos.

* Más información en <https://engie-energia.cl/inversionistas/>.

1.6.3 Remuneraciones en el Directorio

La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 28 de abril de 2020 acordó mantener para el ejercicio 2020 una dieta equivalente a 160 UF en cada mes calendario para cada director y de 320 UF para el presidente del Directorio, en cada mes calendario, 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. Para los directores integrantes del Comité de Directores, se acordó una remuneración por el desempeño de sus funciones en dicho Comité ascendente al equivalente de 55 UF en cada mes calendario. Además, se aprobó para el Comité de Directores un presupuesto de 5.000 UF.



1.6.4 Asesorías y Servicios

Durante el ejercicio 2020, no se realizaron pagos por asesorías adicionales a ningún miembro del Directorio de la Sociedad. Los gastos por concepto de gastos generales del Directorio ascendieron a KUSD 91 en el mismo período.

Remuneraciones del Directorio (*)

DIRECTOR	31-12-2019 kUSD	31-12-2020 kUSD
Cristián Eyzaguirre, Director	93	101
Mauro Valdés, Director	93	101
Claudio Iglesias, Director	93	101
Total Honorarios por remuneración del Directorio	279	303

*Los señores Frank Demaille, Hendrik De Buyserie, Marc Jacques Z. Verstraete y Aníbal Prieto Larrain renunciaron a su dieta por el desempeño de su cargo como directores de la Sociedad.



1.7 Directorio de ENGIE Energía Chile

En la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 28 de abril de 2020, se realizó la elección y como resultado ingresaron dos nuevos directores titulares: Marc Verstraete y Aníbal Prieto Larraín, en reemplazo de Daniel Pellegrini y Pierre Devillers, respectivamente, quienes asumieron como directores suplentes. Los cinco directores restantes fueron reelegidos.

El Comité de Directores elegido para el período quedó integrado por Mauro Valdés Raczynski (Presidente), Cristián Eyzaguirre Johnston y Claudio Iglesias Guillard, todos en calidad de directores independientes (de acuerdo con el artículo 50 bis de la Ley 18.046).

1.7.1 Asistencias

De acuerdo con nuestros estatutos, para que el Directorio pueda celebrar su sesión se requiere la concurrencia de la mayoría absoluta de sus miembros. Durante 2020, el Directorio realizó doce sesiones ordinarias, contando con una asistencia del 100% de los directores titulares.



Frank Demaille
PRESIDENTE

Ingeniero / RUT: 26.890.321-6
(Reelecto el año 2020)



Hendrik De Buyserie
DIRECTOR

Gestión de Recursos Humanos
Pasaporte b: EJ838811
(Reelecto el año 2020)



Aníbal Prieto
DIRECTOR

Abogado / RUT: 9.387.791-8
(Asume el año 2020)



Marc Verstraete
DIRECTOR

Ingeniero Comercial / RUT: 26.361.271-K
(Asume el año 2020)



Cristián Eyzaguirre
DIRECTOR

Ingeniero Comercial / RUT: 4.773.765-6
(Reelecto el año 2020) Independiente(*)



Claudio Iglesias
DIRECTOR

Ingeniero Civil Electricista / RUT: 7.289.154-6
(Reelecto el año 2020) Independiente(*)



Mauro Valdés
DIRECTOR

Abogado / RUT: 7.011.106-3
(Reelecto el año 2020) Independiente(*)

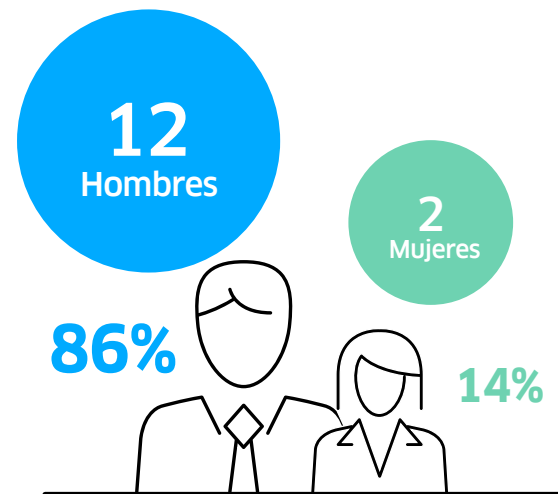
DIRECTORES SUPLENTE: DANIEL PELLEGRINI, RUT 25.017.537-K • PIERRE DEVILLERS, RUT 24.671.365-9
• GILDA SPALLAROSSA LECCA, PASAPORTE PERÚ 118042457 • MARCELO FERNANDES SOARES, PASAPORTE BRASIL YC648242 • RICARDO FISCHER ABELIUK, RUT 6.400.720-3 • RICARDO LIRA MATTE, RUT 6.379.576-3 • VICTORIA VÁSQUEZ GARCÍA, RUT 6.458.603-3.

(*) Gilda Spallarossa Lecca, Marcelo Fernandes Soares y Ricardo Fischer Abeliuk ingresaron en abril de 2020.

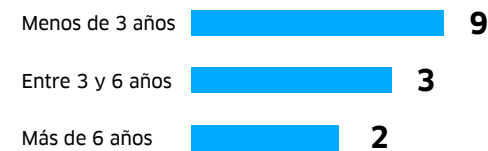
(*) Los directores independientes presentaron sus respectivas declaraciones de independencia en la forma dispuesta en el artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas.

Diversidad en el Directorio

DIRECTORES POR GÉNERO



NÚMERO DE PERSONAS POR ANTIGÜEDAD

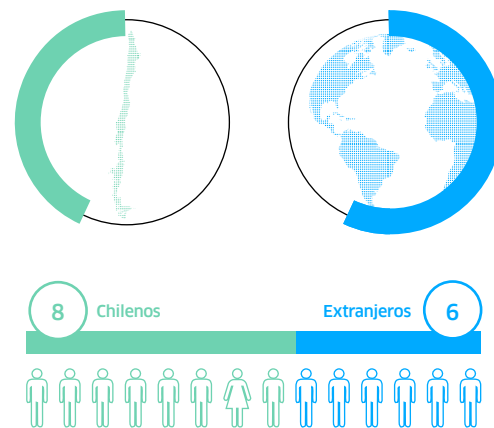


(*) Cifras incluyen directores titulares y suplentes.

NÚMERO DE PERSONAS POR RANGO DE EDAD



NÚMERO DE PERSONAS POR NACIONALIDAD



1.8 Ética y Cumplimiento

Nuestra compañía cuenta con un sistema de gestión para la ética corporativa que busca promover una conducta organizacional fundada en valores y buenas prácticas. Contamos con un Comité de Ética, que está integrado por el Gerente General, el Gerente Corporativo Legal y el Encargado de Prevención del Delito. Entre sus tareas, revisa las denuncias por incumplimientos al Modelo de Prevención del Delito y al Código de Conducta y Ética en los Negocios, recibidas a través del canal habilitado en nuestro sitio web. Durante 2020, no registramos denuncias o sanciones relacionadas con la Ley 20.393, sobre Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas, ni por incumplimiento en temas de Libre Competencia.

1.8.1 Actualización Normativas Internas

Como parte de nuestra preocupación permanente por mantener actualizadas nuestras normativas internas, este año realizamos las siguientes acciones:

- Actualizamos nuestro Código de Ética para adaptarlo a la Política de Regalos, Dádivas y Hospitalidades y a la Política de Asesores de Negocios.
- Renovamos el Manual de Libre Competencia, para mejorar algunos de sus procedimientos. Además, nombramos a un nuevo Encargado de Libre Competencia con dedicación exclusiva.
- Actualizamos nuestro Modelo de Prevención de Delitos en línea con algunos de los nuevos delitos introducidos por la Ley 20.393, aplicables a nuestro giro.



“ Durante 2020, nombramos a un nuevo Encargado de Libre Competencia con dedicación exclusiva. Además, unos 480 colaboradores fueron capacitados en Prevención de Delitos, Libre Competencia y Ética. ”

Fernando Valdés,
Gerente Corporativo de Asuntos Legales.

1.8.2 Capacitaciones

En 2020, capacitamos a la Gerencia Comercial y a la Gerencia de Finanzas en temas específicos de Libre Competencia. A propósito de los nuevos delitos de la Ley 20.393, preparamos una capacitación dirigida a todos los colaboradores y, además, les enviamos una carta a nuestros proveedores y contratistas para darles a conocer esta actualización. También, la empresa certificadora de nuestro modelo se reunió con el Directorio de la compañía para abordar el alcance de los cambios de esta legislación.

1.8.3 Agenda del Directorio

Dentro de las materias incluidas, destacamos el análisis de riesgos provenientes del ámbito regulatorio aplicable al negocio de la compañía. Dichos riesgos se han incrementado sustancialmente en los últimos años. A raíz de este cambio, el Directorio intensificó la revisión de la agenda regulatoria liderada por el Comité de Regulación de la compañía. Adicionalmente, acordó incrementar la periodicidad con que se revisan los riesgos cuantitativos y cualitativos con impacto hacia la compañía, tales como financieros, regulatorios, entre otros.

1.9 Comité Ejecutivo

Principales ejecutivos al 31 de diciembre de 2020



Axel Levêque

Gerente General

INGENIERO

RUT 14.710.940-7
Septiembre de 2014



Andrea Cabrera

Gerente Corporativo de Recursos Humanos

TRADUCTORA

RUT 10.335.476-5
Septiembre de 2018



Eduardo Milligan

Gerente Corporativo de Finanzas y Servicios Compartidos

ECONOMISTA

RUT 25.672.615-7
Febrero de 2017



Gabriel Marcuz

Gerente Corporativo de Operaciones

INGENIERO CIVIL

RUT 21.273.633-3
Enero de 2019



Pablo Villarino

Secretario General ENGIE Energía Chile

ABOGADO

RUT 9.904.494-2
Enero de 2019

Este 2020 trasladamos nuestras oficinas al edificio Titanium, en la comuna de Las Condes, Santiago.

La gestión diaria de ENGIE Energía Chile es liderada por el Gerente General y apoyada por los Ejecutivos Principales. En 2020, se incorporó al equipo ejecutivo Luis Meersohn, como Gerente Corporativo Comercial, mientras que Beatriz Monreal, Gerente Corporativo de Asuntos Corporativos, dejó la compañía el 31 de diciembre de 2020.

1.9.1 Compensaciones

Las políticas de compensación de los ejecutivos y el gerente general, incluyendo bonos u otros beneficios, se basan en un modelo de evaluación de desempeño que contempla objetivos personales y evaluación por el jefe directo, además de otros indicadores alineados con los objetivos de la empresa.



Fernando Valdés

Gerente Corporativo de Asuntos Legales

ABOGADO

RUT 13.038.373-4
Enero de 2019

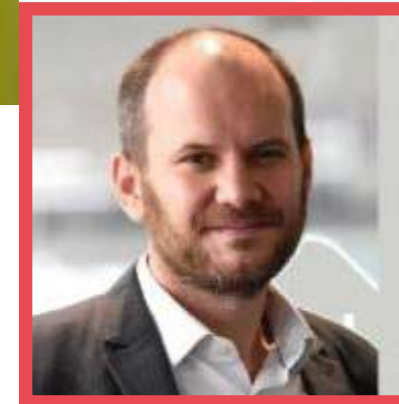


Beatriz Montreal

Gerente Corporativo de Asuntos Corporativos

PERIODISTA

RUT 8.490.658-1
Abril de 2015



Luis Meersohn

Gerente Corporativo Comercial

INGENIERO COMERCIAL

RUT 13.232.514-6
Febrero de 2020



Carlos Regolf

Gerente Corporativo de Implementación de Proyectos

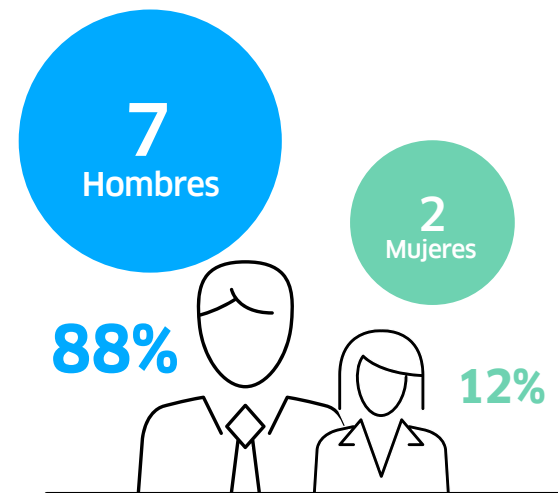
INGENIERO CIVIL

RUT 14.524.773-k
Mayo de 2019

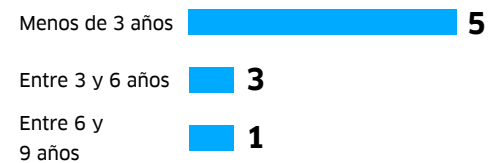
*Las fechas corresponden al período en que asumió el cargo.

Diversidad en la Alta Administración

PRINCIPALES EJECUTIVOS POR GÉNERO (*)



NÚMERO DE PERSONAS POR ANTIGÜEDAD



REMUNERACIONES GERENTES Y EJECUTIVOS PRINCIPALES

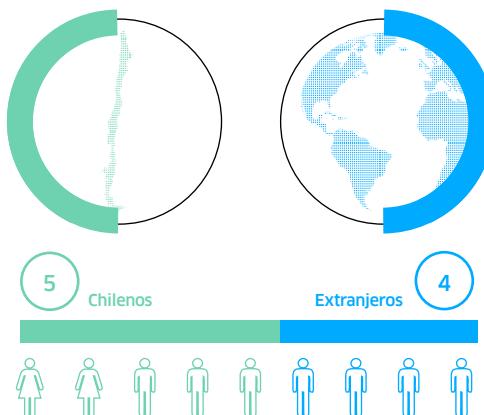
	31-12-2019 KUSD	31-12-2020 KUSD
Remuneraciones	2.291	2.993
Beneficios de corto plazo	317	328
Total	2.608	3.321

(*) Gerente General, Principales Ejecutivos y Gerentes que reportan a la Gerencia General.

NÚMERO DE PERSONAS POR RANGO DE EDAD



NÚMERO DE PERSONAS POR NACIONALIDAD



1.10 Premios y Participación en Instituciones



Fuimos reconocidos por cuarto año consecutivo por la revista **Institutional Investor** en la categoría **Best Investor Relations Program**.

Instituciones en las que participa **ENGIE Energía Chile**

ACCIÓN Empresas
www.accionempresas.cl

Pacto Global
www.pactoglobal.cl

Sociedad de Fomento Fabril (SOFOFA)
www.sofofa.cl

Asociación Chilena de Energías Renovables A.G.
www.acera.cl

Asociación de Industriales de Mejillones
www.aimejillones.cl

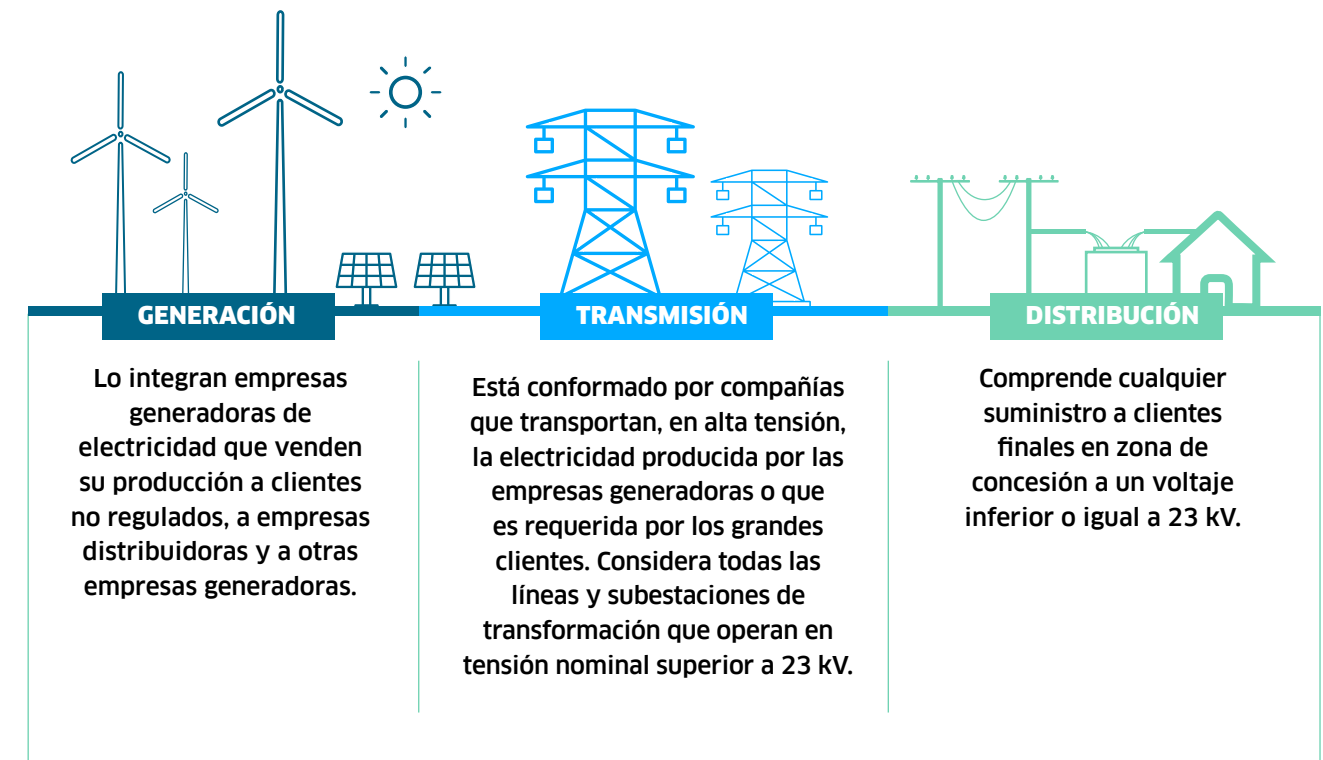
Asociación de Generadoras de Chile
www.generadoras.cl

Mesa de Eficiencia Energética del Ministerio de Medio Ambiente
www.mma.gob.cl

Asociación de Industriales de Antofagasta
www.aia.cl

2.1 Nuestra Industria

La industria eléctrica en Chile se divide en tres sectores:



El principal sistema eléctrico de Chile es el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que nace en noviembre de 2017 a partir de 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 km y cubre gran parte 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. Su objetivo es preservar el suministro eléctrico con la seguridad requerida, de la manera más económica posible, 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.

CAPÍTULO 2

Mercado en el que operamos

2.1 Nuestra Industria / 2.2 Marco Regulatorio / 2.3 Estrategia de Crecimiento / 2.4 Cadena de Valor

2.2 Marco Regulatorio

La Ley General de Servicios Eléctricos, junto a las modificaciones introducidas a través de 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 autoridades sectoriales e instituciones con las cuales se relaciona 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



Ante el importante incremento de la agenda legislativa para el sector de energía, se definió que el Comité de Regulación sesionara semanalmente con el objeto de dar un seguimiento más exhaustivo de los temas y la oportuna toma de decisiones.



“ Este 2020 consolidamos nuestra gerencia de regulación para gestionar adecuadamente la nutrida agenda de propuestas y cambios normativos que impone la profunda transformación que esta viviendo el mercado eléctrico.”

Waleska Moyano,
Gerente de Regulación.

2.2.1 Nueva Estructura

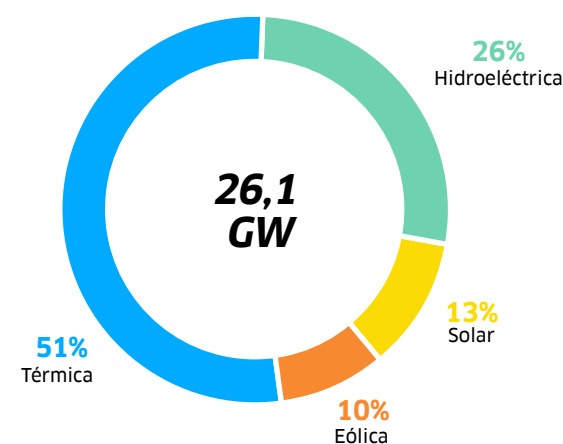
En 2020, esta área consolidó su estructura (incorporando tres nuevos integrantes), definió sus objetivos, plan de trabajo y premisas que guían su actuar. Entre sus lineamientos, la se define como unidad de negocios que aporta y protege el margen de la compañía y se adelanta proponiendo soluciones a los desafíos regulatorios. También, identifica y gestiona los riesgos y oportunidades del mercado y del marco regulatorio. Trabajando con el Sello Engie para ser un referente de la industria, respetando los pilares éticos, legales y principios de libre competencia.

Entre sus desafíos internos, esta gerencia busca que la visión regulatoria esté presente en la toma de decisiones de todas las gerencias asimismo aportar al desarrollo normativo, sostenible y sustentable del sector eléctrico.

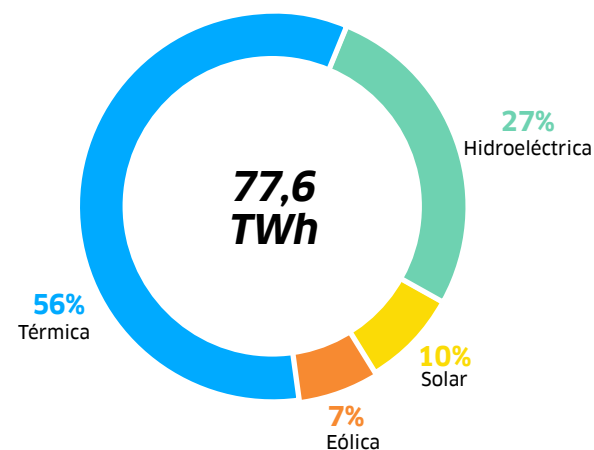


ENGIE Energía Chile suministra energía a regulados a través de empresas distribuidoras y clientes libres ubicados en el ex sistema SING. Cuenta, además, con contratos para suministrar a clientes libres y regulados del ex sistema SIC, todos ubicados ahora en el Sistema Eléctrico Nacional.

CAPACIDAD BRUTA INSTALADA EN EL SEN EN 2020



GENERACIÓN POR FUENTE 2020



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

2.1.1 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.

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.

2.2.2 Principales Cambios Regulatorios en 2020

PRIMER SEMESTRE

ENERO

- Desde el 1 de enero rigen nuevas disposiciones provenientes de cambios regulatorios de 2019, tales como la Fijación Semestral de los Cargos de Transmisión (Resolución Exenta CNE N° 815-2019), que congeló la tarifa de transmisión a nivel de usuario final, y la modificación a la Norma Técnica de Servicios Complementarios.
- El 20 de enero, el Senado aprobó el proyecto de Reforma Constitucional que “Regula el estado de alerta para prevenir daños en infraestructura crítica”. Este proyecto de Ley no ha tenido mayores avances desde su concepción.

MARZO

- Estuvo marcado por el decreto de Estado de Catástrofe, debido a la emergencia sanitaria, y por los anuncios del gobierno de un acuerdo voluntario con las compañías para impedir cortes de suministro eléctrico. Esta política de no suspensión del corte por no pago se vio reforzada con la reducción del periodo de control de horarios punta, pasando de 6 a dos meses (junio y julio) solamente. Durante este mes, también se avanzó en el desarrollo de la regulación necesaria para continuar con la estabilización de tarifas de energía y potencia a clientes regulados, para lo cual se emitió la Resolución Exenta CNE N° 72-2020 que regula el mecanismo del Fondo de Estabilización.

JUNIO

- La Comisión Nacional de Energía publica en el Diario Oficial la Resolución Exenta N° 176-2020, que determina los alcances de la obligación de giro exclusivo y contabilidad separada para la prestación del servicio público de distribución eléctrica, en conformidad con la Ley N° 21.194, dicha Resolución fue posteriormente modificada durante agosto de 2020 y refundida en la Resolución N°322-2020. Esto coincidió con la extensión del estado de excepción constitucional de catástrofe, por calamidad pública.



- El 15 de junio es presentada ante el Panel de Expertos la discrepancia interpuesta por Empresas Transmisoras del Sector respecto del Informe de Revisión de Peajes por el Sistema de Transmisión Nacional año 2019, emitido por el Coordinador Eléctrico Nacional, solicitando, entre otros, que los montos de peajes asociados a clientes acogidos al CET (“Cargo Equivalente de Transmisión”) no se incluyeran en la reliquidación. Lo que se traduce en aplazar el pago que los transmisores deben realizar por este concepto a los generadores.
- El 30 de junio la CNE, a través de la Resolución Exenta N°231, modifica el Plan Normativo Anual 2020, postergando algunas mesas de trabajo para el último trimestre de 2020.

SEGUNDO SEMESTRE

JULIO

- La CNE publica el marco regulatorio para licitaciones de suministro dedicadas al programa ‘Recambia tu calor’ del Ministerio de Energía. A esto se sumó el anuncio del Ministerio de Energía sobre que la reforma al segmento Distribución estará dividida en tres Proyectos de Ley: i) Portabilidad Eléctrica (ingresado a tramitación en septiembre 2020), ii) Calidad de Servicio y iii) Generación Distribuida. En julio, también se publicó en el Diario Oficial el Reglamento de Calificación, Valorización, Tarifación y Remuneración de las instalaciones de transmisión (Reglamento de Valorización).

AGOSTO

- Se le otorga a Edelnor Transmisión, a través del Decreto N° 47-2020, Concesión Eléctrica Definitiva para establecer el proyecto denominado “Subestación seccionadora nueva Chuquicamata 220 kV” en la Región de Antofagasta, provincia de El Loa, comuna de Calama”.

SEPTIEMBRE

- La CNE deja sin efecto las resoluciones que aprobaban el proceso de licitación de suministro “2019-01” para adjudicar 5.880 GWh/año a clientes regulados, a realizarse en noviembre de 2020, lanzándose el proceso licitatorio en diciembre de 2020.
- El 14 de septiembre, a través del Decreto Supremo Exento N° 171-2020, se fijan las obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondientes al plan de expansión del año 2019, entre las que destacan las ampliaciones del segmento nacional “Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Nueva Chuquicamata - Calama”, propiedad de ENGIE Energía Chile S.A., con un plazo constructivo de 30 meses y una Inversión referencial cercana a los 5 MUSD.
- El 22 de septiembre se publica en el Diario Oficial la Constitución de la Asociación de Transmisores de Chile A.G., integrada inicialmente por las empresas TEN S.A., Transelec, Celeo Redes, INTERCHILE, Colbún Transmisión, Redenor 2 y Ferrovia.

OCTUBRE

- Se dicta el Decreto
- En octubre, se publican las bases de licitación para la adjudicación de los derechos de ejecución y explotación del proyecto línea HVDC Kimal - Lo Aguirre, contemplada en el Decreto Exento MEN N° 231-2019. Así también, se fijan las tarifas de Acceso Abierto a que se refiere el inciso cuarto del artículo 79° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por concepto de costos de conexión y de estudios y análisis de ingeniería. En octubre la Comisión Nacional de Energía dio inicio a la conformación del Comité Consultivo de la segunda modificación de la Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que utilicen GNL Regasificado.

- La Comisión Nacional de Energía conforma el Comité Consultivo de la segunda modificación de la Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que Utilicen GNL Regasificado.

NOVIEMBRE

- La Comisión Nacional de Energía inicia la Consulta Pública de la Norma Técnica de Coordinación y Operación para los capítulos de Costo Marginal y Transferencias Económicas.

DICIEMBRE

- Se publicó en el Diario Oficial el Decreto Supremo N°42-2020, modificando así el Reglamento de Potencia de Suficiencia (DS N°42-2006) e introduce el Estado de Reserva Estratégica.
- El Ministerio de Energía declara abierto el proceso de inscripción para la participación ciudadana para el proceso de Planificación Estratégica de Largo Plazo (PELP, periodo 2023-2027).

Otros hitos regulatorios del año fueron los avances en materia de descarbonización de la matriz energética en base al cronograma de cierre de centrales de carbón, la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, la elaboración (en curso) de la estrategia de flexibilidad y la primera normativa de electromovilidad para Chile.



2.3 Estrategia de Crecimiento

Nuestra estrategia de negocio está fundada en cuatro pilares: crecimiento, transición a la carbono neutralidad, responsabilidad social corporativa y personas.



“*Estamos comprometidos con la descarbonización de la matriz energética de Chile.*”

Eduardo Milligan,
Gerente Corporativo de Finanzas y Servicios Compartidos

En la base de estos cuatro pilares está nuestra estrategia digital y gestión de procesos, que nos aportan eficiencia y agilidad, además de la innovación.

Durante 2020, nuestro controlador -el Grupo ENGIE- actualizó su estrategia de crecimiento, definiendo como focos principales para sus filiales LATAM la generación de energías renovables e infraestructura energética. El objetivo es acelerar el ingreso de las energías renovables y generar impactos significativos en los clientes que buscan una operación carbono neutral. En el caso de ENGIE Energía Chile, este cambio está alineado con el desempeño de nuestro negocio, cuyos resultados provienen en un 99%, precisamente, de infraestructura, generación y transmisión. En este escenario, nuestra línea de Soluciones Energéticas, explorada en los últimos tres años, se enfocará en proyectos de gran tamaño.

CRECIMIENTO

Somos expertos en el negocio de infraestructura de energía eléctrica, gas, transmisión y puertos.

TRANSICIÓN A LA CARBONO NEUTRALIDAD

Impulsamos la incorporación de energías renovables.

Contamos con un plan de inversiones de US\$1.000 millones para ingresar 1 GW en energías renovables al sistema.

RESPONSABILIDAD SOCIAL CORPORATIVA

Buscamos operar nuestro negocio generando el mejor impacto a nuestros grupos de interés.

Fomentamos el empleo y proveedores locales en las comunidades aledañas a nuestras operaciones.

PERSONAS

Promovemos entornos laborales seguros y diversos, resguardando la igualdad de oportunidades para hombres y mujeres.

DIGITALIZACIÓN

PROCESOS EFICIENTES

INNOVACIÓN

2.3.1 Organización Digitalizada

Nuestro principal desafío durante este 2020 fue asegurar la continuidad operacional de todos los procesos del negocio, así como de los proyectos y planes previstos para el año.

En el marco de nuestra estrategia digital, en 2017, comenzamos a migrar los procesos de la compañía a la nube. Este avance nos permitió estar preparados en 2020 para implementar sin grandes inconvenientes el teletrabajo y continuar con los proyectos planificados.

En ese contexto, cabe destacar que durante el último año implementamos con éxito la primera Junta de Accionistas 100% virtual. Asimismo, cumplimos con el Streams IT para nuestras nuevas oficinas (Proyecto Vamos), que tuvo como objetivo proveer una experiencia digital mejorada a nuestros colaboradores en las dependencias que ocuparemos a partir de 2021, apuntando a la movilidad, simplicidad y seguridad.

Además, entregamos soporte a proyectos críticos para la compañía, entre los que destacan:

- **Habilitación de la Firma Electrónica** para contratos de compra en la plataforma de comercio electrónico (ARIBA Contract con Docusing).
- **Portal Proveedores.** Permite a nuestros partners registrarse como proveedor, consultar por información de pagos, facturas y órdenes de compra, así como también solicitar prepagos.
- **Retorno al Trabajo.** Desarrollamos una aplicación virtual que permite a los colaboradores solicitar autorización para ir a trabajar a la oficina. Esta herramienta también ayuda a controlar el aforo y monitorear el estado de salud de los solicitantes.
- **Business Case Digital.** Permite solicitar aprobación para ideas de mejora con componente digital.
- **Mitigación de riesgos** utilizando el módulo de Gobernabilidad, Riesgo y Cumplimiento (GRC) de SAP. Este sistema permite a la empresa gestionar el cumplimiento y mitigar/eliminar cualquier riesgo al administrar las operaciones clave de las organizaciones.



Adicionalmente, entregamos soluciones para procesos operativos, tales como:

- Implementación de la plataforma Mímico, que permite monitotear el sistema eléctrico nacional.
- Habilitación de puntos de control de temperatura en los sitios.
- Conexión de los parques eólicos Monte Redondo y Los Loros a plataforma DARWIN, que gestiona y monitorea las unidades de generación de renovables.
- Conexión de las unidades U16 y CTM3 a plataforma ROBIN, desde donde se gestionan y monitorean las centrales de ciclos combinados.

En 2020, logramos -además- un 94% del cumplimiento de las metas del dashboard de portafolio de proyectos SD con foco en la eficiencia, productividad y movilidad de los colaboradores para operar sus procesos. Esto nos permitió obtener una generación de valor de US\$ 560.000, así como 2.300 horas hombres en eficiencia respecto de 2019.

Para 2021, el foco principal es profundizar la digitalización de nuestros procesos para hacerlos más eficientes y lograr una creciente productividad de los colaboradores, al otorgarles mayor tiempo para la gestión y analítica.

2.3.2 Procesos e Innovación

En 2020, avanzamos en la consolidación de nuestro sistema de gestión basado en un enfoque de procesos de negocio.

En ese marco, nos centramos en los procesos Comercial, Desarrollos Renovables y Recursos Humanos. Este trabajo implicó un fortalecimiento de dichos procesos a través de un análisis de su operación actual, benchmarks de mejores prácticas en la industria y una identificación de hallazgos de mejora. Para cada proceso, este trabajo se tradujo en una formalización de sus objetivos, una redefinición y ordenamiento de las actividades críticas, junto con la formalización de los responsables para cada actividad (mediante matrices RACIs), y la identificación de un portafolio de proyectos de mejora, cuyo objetivo fue alinear el desempeño del proceso a las expectativas de la administración y los stakeholders del proceso. Toda esta labor apuntó a mejorar la eficiencia y la agilidad del funcionamiento de la compañía.

Otro aspecto relevante del año fue la reinstauración de Comité de Aprendizaje, liderado por la Gerencia Corporativa de Operaciones y el área de Procesos. Esta instancia contó con la participación los gerentes corporativos y el CEO de la compañía. Su objetivo es analizar experiencias y

eventos de alto impacto (efectivo o potencial) que constituyen un aprendizaje para la organización y generan lecciones aprendidas. Sesionó todos los meses a partir del segundo trimestre y se revisaron dos eventos por sesión.

Adicionalmente, a nivel de control interno, se desplegó una iniciativa para reducir los riesgos de fraude asociados a segregación de funciones en SAP, logrando eliminar el 50% de los riesgos iniciales, sin afectar la operación normal de la compañía. Para los riesgos restantes, se establecieron metas de controles mitigantes para cada dueño de proceso asociado al riesgo.

Finalmente, en 2020 pusimos en marcha el área de Gestión de Contratos, cuyo foco está en centralizar las actividades de postventa asociadas a la facturación y gestión de contratos para las distintas líneas de negocio de la compañía.

INNOVACIÓN

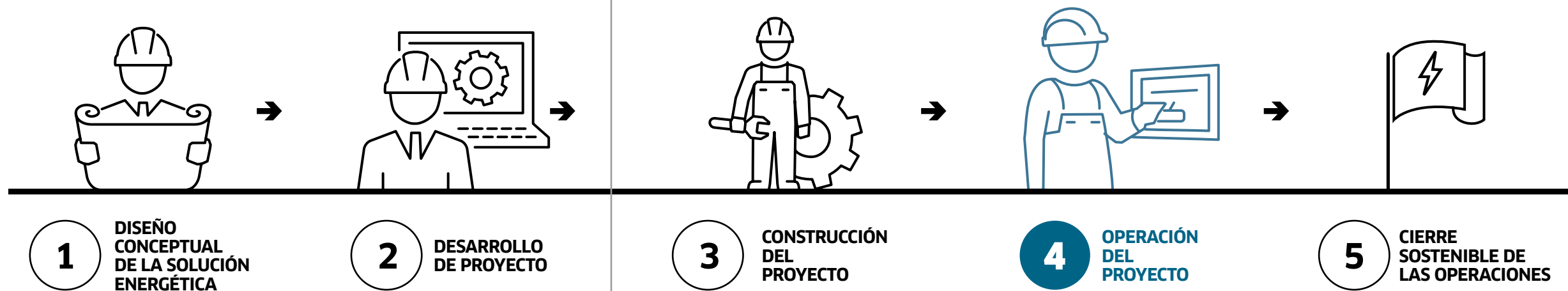
Durante el último año, lanzamos el programa Impulsa Innovación, con el objetivo de relanzar una metodología para gestionar y acelerar proyectos de innovación. A partir de 2021, se espera pilotear esta metodología en proyectos complejos y de alto impacto en los que participan diversas áreas de la compañía. Como proyecto piloto inicial, se escogió la gestión de la Huella de Carbono/Agua de toda la compañía, tanto en las actividades productivas como administrativas midiendo también el impacto real de todos los colaboradores.

Asimismo, celebramos la Semana de la Innovación ENGIE, instancia en la que se desarrollaron diversas iniciativas: presentación de exponentes externos, presentación de los últimos proyectos de innovación y digital, talleres para presentar proyectos digitales, trivias, entre otros.

Finalmente, presentamos tres proyectos candidatos para el concurso de innovación "Innovation Trophies 2020" del Grupo ENGIE, instancia que reconoce las mejores innovaciones de las empresas del Grupo en todo el mundo. Una de estas tres iniciativas quedó registrada en el libro de las 100 mejores innovaciones en 2020 de ENGIE.

2.4 Cadena de Valor

Input del cliente y otros stakeholders



4 Operación del proyecto

ORIENTACIÓN AL CLIENTE



Grupos de interés involucrados

- Proveedores
- Colaboradores
- Clientes
- CEN

CAPÍTULO 3

Gestión del Negocio

3.1 Continuidad Operacional en Pandemia /
3.2 Desempeño Líneas de Negocio /
3.3 Desempeño Económico



3.1 Continuidad Operacional en Pandemia

En nuestro rol de empresa esencial, la pandemia nos desafió a adaptarnos y ser ágiles en la toma de decisiones. Nuestro actuar en la gestión de esta crisis estuvo guiado sobre tres premisas:

- La Salud y Seguridad de nuestros trabajadores.
- Mantener la continuidad operacional.
- Mantener un diálogo directo con nuestros grupos de interés externos -comunidades, clientes, contratistas, proveedores y accionistas-, colaborando con cada uno de ellos en lo que sea posible.

Declarada la pandemia en Chile, constituimos nuestro Comité de Crisis con el objetivo de identificar todos los riesgos posibles y gestionarlos a través de tareas coordinadas transversalmente.

Así surgieron nuestros protocolos y planes de contingencia con acciones que fueron implementadas a través de tres task force (grupos de tareas).

Durante todo este proceso, además, nos apoyamos con médicos expertos para reforzar las medidas indicadas por el Ministerio de Salud. Al cierre del año no tuvimos ningún fallecimiento por COVID-19.

Las respuestas ágiles que entregamos ante estas complejidades fueron posibles gracias al trabajo que veníamos realizando en el marco de nuestra estrategia de digitalización, que posibilitó que nuestros procesos, proyectos, planes de trabajo, como también la comunicación entre los usuarios, se mantuvieran, ininterrumpidamente, a lo largo



de la pandemia. También contribuyeron en el desafío de la continuidad operacional nuestros focos culturales: Seguridad laboral, Liderazgo y Clientes. Nuestro actuar coherente y consistente con aspectos relevantes de nuestra cultura y propósito, la comunicación y diálogo permanente, y el foco en Seguridad y Liderazgo, fueron esenciales para el trabajo colaborativo obtenido durante toda la crisis sanitaria.

3.1.1 Seguridad Laboral

Para la gestión de la crisis, uno de nuestros principales focos fue la seguridad y la salud física y emocional de nuestros trabajadores y sus familias. Con esta finalidad, las principales medidas que adoptamos fueron:

- **Diseño de protocolos:** Contamos con asesoramiento médico permanente para aplicar adecuadamente los estándares y recomendaciones de las autoridades sanitarias, que sumadas a las directrices y prácticas del grupo ENGIE, la realidad organizacional y nacional, nos permitieron establecer y comunicar reglas claras, que coordinadamente fueron implementadas y controladas.
- **Levantamiento situación personal:** A través de una encuesta, hicimos un levantamiento para conocer la situación personal y familiar de cada trabajador. También habilitamos un link para que, en forma privada, todos ingresaran su información. Esto nos permitió determinar estrategias considerando las condiciones de salud, personales y familiares para volver, progresivamente, a modalidad presencial.
- **Salud emocional:** Implementamos una línea de asistencia telefónica para contención emocional. Atendido por psicólogos, este servicio estuvo disponible, en una primera etapa, para los colaboradores y, en una segunda, para sus familias.
- **Conciliación vida y trabajo:** Lanzamos el Programa ENGIE LIFE, con el objetivo de contribuir a que los colaboradores puedan adaptarse y trabajar de la mejor manera posible, en un contexto de Home Office derivado de la crisis sanitaria, promoviendo el equilibrio trabajo/vida personal. En ese marco, desarrollamos distintas herramientas e iniciativas de forma virtual; entre ellas, funciones de teatro online, talleres de sostenibilidad, clases de cocina y actividades dirigidas a los niños, así como charlas para padres y madres sobre cómo ayudar a los hijos en pandemia.



Implementamos un campamento de emergencia en Mejillones para nuestros trabajadores



Enviamos 5.000 cajas de alimentos a 17 comunas de nuestra área de influencia.

CANALES DE COMUNICACIÓN

- **Encuesta Pulso.** Se realizó en forma sistemática y frecuente, para conocer en forma oportuna, la percepción de los colaboradores sobre la gestión de aspectos claves como Seguridad, Liderazgo, Comunicaciones, entre otros.
- **Habilitamos nuevos canales de comunicación con los grupos de interés:** Entre ellos, un correo electrónico directo al Comité de Crisis; instancias de diálogo, como el Programa “Café con...”; un sitio web con información sobre el COVID-19, a través del cual los colaboradores podían plantear consultas en forma reservada.
- **Apoyo a los líderes:** Fortalecimos las habilidades de comunicación y contención de los líderes con personas a cargo, a través de talleres y charlas diseñadas específicamente para estos temas.
- **Relación permanente con los sindicatos:** Realizamos reuniones continuas favoreciendo un diálogo permanente, que permitió abordar distintos temas de interés para enfrentar los desafíos planteados por la pandemia.

3.1.2 Continuidad Operacional

Reorganizamos nuestra forma de trabajar para hacerla más ágil. Esto nos permitió mantener en un 100% la continuidad operativa en todas nuestras líneas de negocio. En esa dirección, las principales medidas que adoptamos fueron:

- **Implementación de Teletrabajo:** Generamos las condiciones para que el 70% de los colaboradores pudiera realizar sus actividades en modalidad teletrabajo.
- **Sistema de turno:** Reorganizamos el trabajo para operar con el menor riesgo en los equipos y las personas, y mantener la continuidad operacional. En esa línea, implementamos turnos de 14X14 días. Además, cerca de 300 colaboradores directos y 400 colaboradores indirectos realizaron turnos en diez sitios distintos.
- **Campamento:** En Mejillones, construimos un campamento con todas las comodidades – dormitorios, casino y sala de juegos-, para que nuestros colaboradores tuvieran un buen lugar de descanso durante sus turnos.

- **Plan de Mantenimiento:** Mantuvimos un programa de mantenimiento acotado en nuestro negocio de generación. Superados los meses más complejos, retomamos con normalidad esta labor. En transmisión, a partir del mes de junio, logramos ejecutar el 74% del Plan de Mantenimiento.



“ Gestionamos la crisis sobre tres premisas: La Salud, Seguridad y Bienestar de nuestros colaboradores; mantener la continuidad operacional; y mantener un diálogo directo con nuestros grupos de interés.”

Andrea Cabrera,
Gerente Corporativo de Recursos Humanos.



Entregamos mensualmente hipoclorito a la I. Municipalidad de Mejillones para la sanitización de las calles de la comuna.

3.1.3 Contratistas y Proveedores

Cautelamos que nuestros contratistas establecieran los mismos estándares de seguridad laboral de nuestra empresa. Adicionalmente, los apoyamos para que pudieran contar con respaldo financiero. En este ámbito, entre las medidas adoptadas destacan:

- **Protocolo de ingreso a las instalaciones:** Al igual que nuestros colaboradores, todos los trabajadores de empresas contratistas debían pasar por un control de salud antes de ingresar a las instalaciones. Este proceso incluyó la toma de test rápidos y controles de temperatura.
- **Monitoreo de las medidas de seguridad:** Chequeamos los lugares de alojamiento y de alimentación de los trabajadores para asegurarnos de que cumplieran las medidas dispuestas por la autoridad y nuestros protocolos.
- **Residencia sanitaria:** Se solicitó la adaptación de un lugar especial para recibir a quienes podían llegar contagiados. El objetivo fue proteger a sus familias y no saturar las residencias sanitarias que están para la población.

3.1.4 Comunidades

El apoyo que brindamos a la comunidad lo definimos conjuntamente con los vecinos y las autoridades locales, a través de nuestras mesas de trabajo e instancias de diálogo. Algunas de las líneas ejecutadas fueron las siguientes:

- **Campaña uno más uno:** Para reunir fondos, invitamos a todos los trabajadores de la empresa a realizar un aporte individual voluntario, cuyo monto fue posteriormente replicado por la empresa. A los recursos reunidos por esta iniciativa se sumaron los presupuestos disponibles para la gestión comunitaria, que durante 2020 se volcaron a temas relacionados con la pandemia.
- **Donación alimentos:** En coordinación con las juntas de vecinos y los municipios, a través de la organización “Desafío Levantamos Chile”, enviamos 5.000 cajas de alimentos a las familias de las 17 comunas que conforman nuestra área de influencia.
- **Donación de Test Rápidos:** En junio, uno de los meses más críticos de la pandemia, entregamos a funcionarios de Salud de las regiones de Antofagasa, Atacama y Biobío 16.000 Test Rápidos para detectar COVID-19. La iniciativa fue coordinada con los Colegios Médicos regionales y los Servicios de Salud.
- **Entregamos cinco ventiladores mecánicos de emergencia:** Estos equipos se derivaron a Calama y Copiapó.
- **Iniciativas para niños:** Apoyamos las celebraciones del Día del Niño, Navidad y otras instancias, en conjunto con los municipios.

3.1.5 Clientes

Cuando las medidas lo permitieron, visitamos a nuestros clientes en terreno. Esto lo hicimos siguiendo un protocolo de seguridad que desarrollamos para cuidar a nuestros ejecutivos y a los mismos clientes. Adicionalmente, generamos una serie de iniciativas para mantenernos en constante comunicación con las empresas que tienen contratados nuestros servicios.

3.2 Desempeño de las Líneas de Negocio

3.2.1 Generación

En 2020, nuestras ventas de energía ascendieron a 11.408 GWh, un aumento de 3% respecto de los 11.123 GWh vendidos en 2019.

Nuestra generación bruta durante el último ejercicio fue de 6.945 GWh, un 22% mayor que la de 2019, de 5.713 GWh. Este aumento se explica por la generación de Complejo IEM, que estuvo en operaciones durante todo el año, a diferencia de 2019, cuando su aporte se contabilizó a partir del inicio de su operación comercial, en mayo.

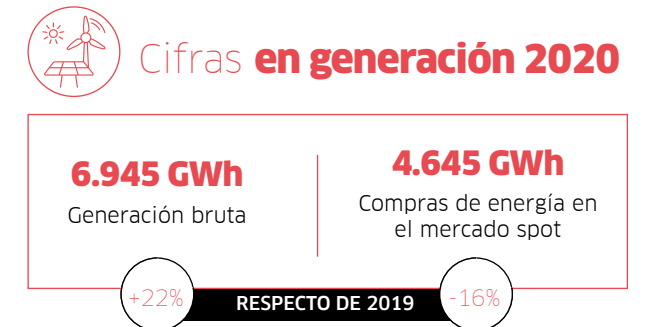
Al aumento de la generación bruta también contribuyeron la mayor generación a gas y de energías renovables, luego de la compra en julio del parque eólico Monte Redondo (48 MW) y la central hidroeléctrica Laja (34 MW). Al cierre del año, con la suma de estas nuevas plantas, nuestra capacidad instalada en energías renovables llegó a 158 MW.

Nuestras compras en el mercado spot, por su parte, alcanzaron los 4.645 GWh, lo que representa una caída de 16% respecto de los 5.520 GWh de 2019.

PROYECTO EN MANTENIMIENTO

A pesar de las dificultades y limitaciones que nos impuso la pandemia, continuamos trabajando en nuestro plan de mantenimiento enfocado en lograr una mayor eficiencia y disponibilidad de nuestras unidades de generación.

Con el apoyo de consultores expertos, diseñamos un plan de trabajo que comenzó en 2019 y que en 2020



avanzó en el levantamiento de la criticidad de 1.000 activos, cada uno asociado a un plan de acción que estará definido entre marzo y abril de 2021.

Además, logramos dimensionar la estructura que necesitamos para materializar estos planes y el tipo de capacitación que se requiere. Estos programas de formación los comenzamos en 2020 y concluirán en agosto de 2021.



“ Con nuestro nuevo plan de mantenimiento, bajaremos los niveles de indisponibilidad este 2021. ”

Gabriel Marcuz,
Gerente Corporativo de Operaciones.

DISPONIBILIDAD Y MANTENIMIENTO

En 2020, tuvimos una disponibilidad mayor que en 2019. Realizamos seis mantenimientos mayores programados y uno no programado, en la Central Térmica Hornitos.

Durante el último año, además, tuvimos tres fallas superiores a 20 días: una que afectó a la unidad 16 a gas de la Central Tocopilla y dos en la Central Térmica Mejillones, una de las cuales se mantenía en desarrollo al cierre de año.



MANTENIMIENTOS PROGRAMADOS

TRIMESTRE	UNIDAD	TIPO	PLANTA	TIEMPO FUERA DE OPERACIÓN (DÍAS)	TIPO DE MANTENIMIENTO
Primer	CTT16	Gas	Complejo Térmico Tocopilla	39	Programado
Segundo	CTM1	Carbón	Complejo Térmico Mejillones	15	Programado
Tercer	CTH	Carbón	Complejo Térmico Mejillones	22	Extra
Cuarto	IEM	Carbón	Complejo Térmico Mejillones	27	Programado
	CTM3	Gas	Complejo Térmico Mejillones	18	Programado
	CTT16	Carbón	Complejo Térmico Tocopilla	12	Programado



📷 En 2020 adquirimos el parque eólico Monte Redondo con 48 MW de capacidad instalada.

FALLAS RELEVANTES (SUPERIORES A 20 DÍAS)

TRIMESTRE	UNIDAD	TIPO	PLANTA	TIEMPO FUERA DE OPERACIÓN (DÍAS)	DESCRIPCIÓN FALLA
Primer	CTT16	Gas	Complejo Térmico Tocopilla	23	Revisión descanso N°5 SS Clutch por altas vibraciones
Cuarto	CTA	Carbón	Complejo Térmico Mejillones	En desarrollo	Alta excentricidad en la turbina
	CTM1	Carbón	Complejo Térmico Mejillones	22	Pérdida de alimentación combustible

GESTIÓN DE ACTIVOS

Otro proyecto relevante en 2020 fue el diseño de un nuevo modelo para la gestión de activos, en línea con la norma dictada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) vinculada con la gestión de la integridad de los activos. Esta norma, que entrará en vigencia el año 2024, rige para todas las empresas que tienen activos eléctricos, y su objetivo es maximizar las condiciones de seguridad, continuidad y calidad del suministro eléctrico.

Nuestro modelo considera una reorganización del área y un cambio de objetivos. Bajo este nuevo esquema, dicha unidad tendrá una visión económica y comercial en la gestión de un activo en todo su ciclo de vida, desde su diseño hasta su desmantelamiento.

La gestión de una multiplicidad de sitios distribuidos en todo el país también representa un desafío para nuestra empresa. En esa dirección, fortalecimos el rol del gerente de sitio, para que tenga un liderazgo más integral y no solo técnico.

3.2.2 Transmisión

En 2020, en nuestro negocio de Transmisión nos adjudicamos nuevas licitaciones y también nuevos contratos para la prestación de servicios.

En materia de proyectos, nos adjudicamos licitaciones equivalentes a una inversión de US\$43 millones.

Los proyectos adjudicados son los siguientes:

- Nueva subestación Roncacho, en la Región de Arica y Parinacota, que secciona la línea 2x220 kV de Nueva Pozo Almonte-Parinacota. A esta subestación se conectaría nuestro proyecto fotovoltaico Pampa Camarones 2.
- Subestación La Negra + 2 x 22 kV.
- Construcción Línea By Pass en Antofagasta de 2x110KV, 1X 220 KV.
- Pozo Almonte, ampliación de la subestación seccionadora + línea de transmisión 1x66kV Pozo Almonte a Tamarugal.
- Línea de Transmisión Arica-Pozo Almonte y la subestación seccionadora Dolores.

Los cuatro proyectos que están en ejecución (Nueva Calama, El Rosal, Algarrobal y Capricornio) representan en conjunto US\$ 53 millones.

En relación con los servicios, suscribimos nuevos contratos de peajes dedicados con las empresas Minera Mantos Blancos, Mainstream y Helio Atacama; un contrato por servicios de mantenimiento con Molycop y otros por arrendamiento de terreno.

En 2020, impulsamos diferentes obras de modernización del sistema de transmisión, dentro de las cuales se encuentran cambios de conductor, aislación y ferretería en líneas de transmisión y cambios de equipos en subestaciones, como interruptores y transformadores de corrientes, entre otros.

PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN

La pandemia afectó la planificación del trabajo que teníamos previsto para nuestros cuatro proyectos en construcción: Subestación El Rosal, Subestación El Algarrobal, Subestación Nueva Chuquicamata y Línea Nueva Chuquicamata-Calama.

En este escenario, tuvimos que declarar fuerza mayor al Ministerio de Energía y aplazar la entrega de las obras.

El impacto se produjo mayoritariamente por el efecto del estallido social de 2019 y de la pandemia de COVID-19, lo que también afectó a algunos de nuestros contratistas; específicamente, a los más pequeños que participan en los proyectos El Rosal y Algarrobal.

También influyeron en este retraso los problemas que tuvimos con el envío de las torres que compramos en India para Nueva Chuquicamata. Dichos envíos fueron detenidos una vez que ese país entró en cuarentena.

3.2.3 TEN S.A.

La empresa Transmisora Eléctrica del Norte TEN S.A. -controlada en partes iguales por ENGIE Energía Chile y Red Eléctrica Chile- cumplió tres años haciendo posible la transferencia de energía entre el norte y el sur del país. Entre sus principales resultados y logros del año 2020 destacan:

DESEMPEÑO ECONÓMICO

- Continuidad operacional ininterrumpida.
- Un 99,7% de disponibilidad de servicio.
- Ganancia neta de 11 MUSD, que representa un 35% menos que la de 2019.

DESEMPEÑO SOCIAL

A nivel interno, la gestión de TEN S.A. se enfocó en asegurar la salud de los trabajadores durante el contexto de pandemia, elaborando y aplicando una serie de protocolos y acciones sanitarias en los entornos de trabajo.



TEN S.A. **cuenta con**

La empresa de transmisión TEN S.A. es controlada en partes iguales por ENGIE Energía Chile y Red Eléctrica Chile.

4
subestaciones

600
kilómetros de tendido

1.350
torres

En materia de prevención, además, no tuvo accidentes laborales entre sus trabajadores, aunque registró un accidente laboral a nivel de subcontratistas. Con todo, estas cifras representan un avance respecto de la gestión del año pasado.

Como parte de su estrategia de Relación Comunitario, la empresa puso énfasis en actividades orientadas a contribuir de manera concreta con los vecinos afectados por la crisis sanitaria, especialmente con aquellos en situación económica más precaria.

Estas acciones se desarrollaron en el marco de una relación más cercana con las comunidades, que permitió interpretar de forma más empática y asertiva los programas que se podían implementar para impactar positivamente a la población y mejorar la sostenibilidad de cada intervención.

Como desafíos pendientes de implementar en 2021, si las condiciones sanitarias lo permiten,

quedaron los programas “Huertos Urbanos” y la nueva versión de “Pinta tu Fachada”, programados originalmente para 2020.

DESEMPEÑO AMBIENTAL

Durante el último año, la Superintendencia de Medio Ambiente inició una investigación por presuntos incumplimientos de los compromisos ambientales establecidos en las Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA) para la construcción de un tramo del proyecto de la compañía en la zona del “Desierto florido”. En respuesta a la notificación de inicio de proceso sancionatorio, TEN S.A. decidió presentar un Programa de Cumplimiento a la SMA con el fin de establecer y ejecutar un plan de remediación ambiental en lugar de impugnar los cargos presentados en su contra. La presentación de este Programa de Cumplimiento a la SMA se realizó el 19 de noviembre de 2020.



En 2020, logramos descargar las 27 naves que recibimos a lo largo de todo el período, a pesar de las dificultades que existieron para realizar actividades presenciales.

3.2.4 Puertos

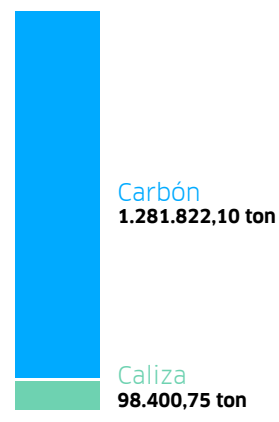
A pesar de las dificultades que enfrentamos para ejecutar tareas de carácter presencial, en 2020 logramos descargar los 27 barcos que recibimos durante todo este período. Para tal efecto, reorganizamos nuestros turnos de trabajo e implementamos las correspondientes medidas de seguridad. Adicionalmente, apoyamos a las empresas contratistas para que incorporaran nuestros estándares de seguridad.

Nuestro proyecto de certificar Puerto Andino como "Puerto Verde", previsto para 2020, se postergó hasta 2021. 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.



PUERTO ANDINO

1.380.222,85 ton



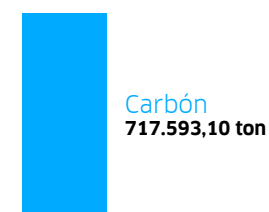
Descargas



Buques recibidos
7 de los cuales fueron
Cape Size

TOCOPILLA

717.593,10 ton



Descargas



Buques recibidos



Negocio del Gas en 2020

Nuestro desafío es comenzar a transportar gas desde y hacia Argentina a partir del invierno de 2021.

1.066
kilómetros en
gasoducto

8
millones de m³ de
transporte diario potencial

682
millones de m³ de gas
transportados durante el año

3.2.5 Gasoducto

Las operaciones relacionadas con el negocio del gas se mantuvieron de manera ininterrumpida durante 2020. A pesar de la pandemia, asimismo, los niveles de consumo de nuestros clientes, principalmente de los de minería y generación eléctrica, no registraron cambios.

En relación con las labores de mantenimiento, por el lado chileno se realizaron las tareas

programadas, mientras que por el lado argentino se efectuaron tareas correctivas.

En 2020, transportamos 682 millones de m³ de gas, lo que representa un aumento de 44% respecto de los 473 millones m³ registrados en 2019.

Nuestro desafío es comenzar a transportar gas desde y hacia Argentina a partir del invierno de 2021.



“ Queremos seguir avanzando a un mundo carbono neutral. Nuestros contratos de energías limpias van en esa línea, aportando a la sustentabilidad de nuestros clientes. ”

Luis Meersohn,
Gerente Corporativo Comercial.

3.2.6 Clientes

En el ámbito comercial, los focos de ENGIE Energía Chile durante 2020 fueron los siguientes:

- Consolidación del área comercial, para lo cual todas las áreas vinculadas a clientes, que hasta fines de 2019 estaban separadas, se unificaron bajo una sola Gerencia Corporativa Comercial.

Con esta nueva estructura continuamos avanzando en nuestra estrategia de clientes enfocada en lograr un conocimiento acabado de sus necesidades mediante una relación cercana y de confianza. Estos dos componentes son esenciales para entregarles las soluciones que necesitan.

- Expansión de los “Contratos 100% Energías Renovables Certificadas” hacia empresas de otros rubros.
- Cercanía y fidelización con los clientes actuales en momentos complejos.

En el marco de estas líneas de acción, entre nuestros principales logros de 2020 destacamos:

- **Nuevos clientes:** Ingresamos 47 clientes que se sumaron a los 72 con que terminamos el año pasado. Estos nuevos clientes representan un volumen de 850 GWh/anuales. Entre ellos destacan CAP Acero y Parque Arauco, que en conjunto equivalen al 63% del volumen vendido durante el año. En el caso de CAP, el contrato

“ Mi compromiso es con Chile y con ENGIE, y eso es mayor que cualquier pandemia, ”

Cristián Carrasco
Site Manager Parque Eólico Calama

[Conoce la siguiente historia](#)

ENGIE Chile Comunicaciones

Sitio COVID-19 Chile

Ante dudas escribe a: comitedecrisis@engie.com



asciende a los 420 GWh/año de energía renovable certificada, los que comenzarán a ser suministrados a partir de 2021 para la operación de la planta industrial de la Compañía Siderúrgica Huachipato, ubicada en Talcahuano, en la Región del Biobío. A través de este acuerdo, la compañía productora de acero podrá reducir un total de 2,5 millones de toneladas de CO2 en sus operaciones, el equivalente a la plantación de más de 386.000 árboles. Con Parque Arauco, por su parte, firmamos un suministro proyectado de hasta 117 GWh/año de energía renovable certificada. Este acuerdo comenzó a operar el segundo semestre de 2020 para la Región Metropolitana y otras sucursales a lo largo del país. Con este contrato, Parque Arauco podrá reducir un total de 53.100 toneladas de CO2, el equivalente a la plantación de más de 106.200 árboles. Adicionalmente, sumamos a nuevas empresas de los rubros de clínicas y servicios industriales, entre otros.

- **Nuevo PPA renovable.** En 2020, acordamos un contrato de suministro eléctrico con Minera Centinela -filial de Antofagasta Minerals-, por



una potencia convenida de 186 MW entre enero de 2022 y diciembre de 2033, con un precio reajutable según la variación del indicador CPI, diferenciado entre los periodos 2022 a 2028 y 2029 a 2033. Este acuerdo forma parte del proceso de descarbonización de los PPA que mantenemos con nuestros clientes mineros.

DESAFÍOS 2021

Durante el último trimestre de 2020, ENGIE Energía Chile adoptó una nueva estrategia de crecimiento, focalizada en la venta de servicios de nuestro negocio tradicional. Para la compañía, esto significará centrar los esfuerzos en la venta de sus servicios principales de energía, transmisión gas y puertos, en lo posible de manera empaquetada, para abordar la totalidad de las necesidades de los clientes.

Este será uno de los principales desafíos para 2021, junto con el reforzamiento permanente de la presencia de la empresa en el norte del país y su extensión hacia las zonas centro y sur.

Clientes de mayor tamaño

Al cierre de 2020, 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, ELIQSA Y ELECDA.
- Contrato de suministro con 26 empresas de distribución del centro y sur del país.

Nuevos clientes 2020

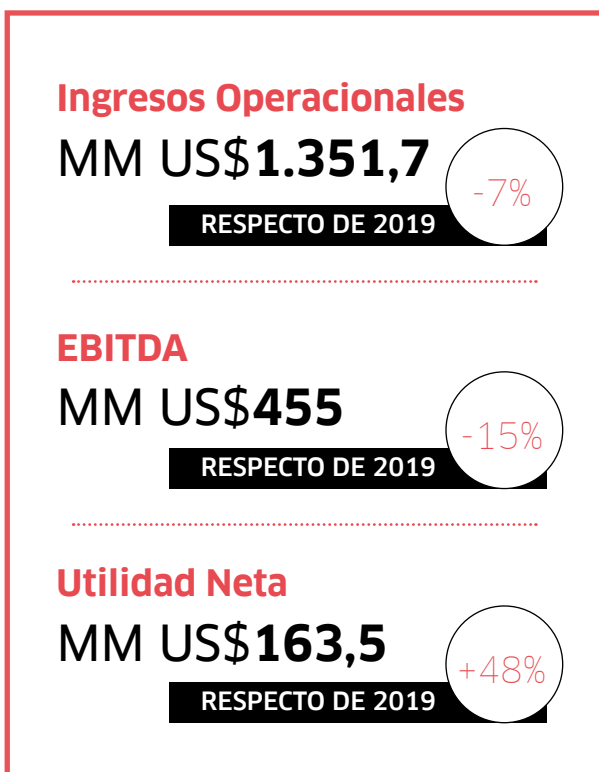
- CAP ACERO **(420 GWh/año)**
- PARQUE ARAUCO S.A. **(114.0 GWh/año)**
- SOCIEDAD PUNTA DEL COBRE S.A. **(42.0 GWh/año)**
- RED DE SALUD UC CHRISTUS **(32.0 GWh/año)**
- CLINICA LAS CONDES **(24.0 GWh/año)**
- GRUPO BIMBO **(14.0 GWh/año)**
- Coexpan **(12.0 GWh/año)**
- CCU - Nueva Planta Renca **(11.5 GWh/año)**
- Coembal **(8.0 GWh/año)**
- Embotelladora Metropolitana S.A. **(7.2 GWh/año)**

3.3 Desempeño Económico

En 2020, los ingresos operacionales de ENGIE Energía Chile alcanzaron los US\$1.351,7 millones, lo que representa una disminución de 7% respecto del año anterior, producto, principalmente, de menores precios promedio de la energía vendida y de la disminución de otros ingresos operacionales.

El EBITDA llegó a los US\$455 millones, una caída de 15% en comparación con 2019, como resultado de menores tarifas de energía y de la disminución en otros ingresos.

La utilidad neta alcanzó a US\$163,5 millones, un aumento de 48% respecto del año anterior, en que hubo importantes efectos no recurrentes producto del anuncio de cierre de centrales termoeléctricas.



3.3.1 Ingresos Operacionales

En 2020, los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$1.165,2 millones, una reducción de 6% (US\$76,4 millones) respecto de 2019. Esto se debió principalmente a los menores precios promedio tanto para clientes libres como para clientes regulados. Los menores precios medios de la energía vendida se debieron a caídas en los principales indexadores de tarifas (CPI y precios del gas y del carbón) y a renegociaciones de tarifas, que en el caso del contrato con Centinela conllevan un mayor descuento en 2020, a través del cual pagamos por la compra de un 40% en Inversiones Hornitos.

En lo que respecta al volumen de energía, se observa una recuperación en las ventas a clientes libres. En 2019, este segmento fue altamente afectado por el invierno altiplánico, la paralización

de algunas fundiciones para realizar trabajos que permitieran cumplir con la normativa ambiental de captura de gases emitidos en sus procesos industriales y la huelga de Chuquicamata (Codelco) en el mes de junio. La venta de energía a clientes regulados mostró un alza asociada a la incorporación de los contratos de EMR a partir del 1 de julio y una leve recuperación de la demanda eléctrica aun considerando los efectos del COVID-19.

Cabe destacar que, a partir de 2020, la participación de EECL en los contratos de suministro a compañías distribuidoras de la zona centro-sur del SEN aumentó por el vencimiento de antiguos contratos de suministro de otras generadoras. Por lo tanto, la caída en la demanda de los clientes regulados producto de la pandemia

se vio compensada por la mayor prorrata de la compañía dentro del total de contratos.

En términos físicos, las ventas al mercado spot disminuyeron por menores ventas de Los Loros y CTA, las que fueron compensadas en alguna medida por ventas al mercado spot por parte de EMR. Sin embargo, la partida de ventas al mercado spot aumentó por mayores reliquidaciones netas de potencia y energía.

El ítem ventas de gas tuvo una mayor contribución que en el período anterior. Por su parte, los otros ingresos operacionales están compuestos por peajes de transmisión y partidas de servicios

varios (portuarios, de mantención, etc.). En 2020, esta partida incluyó un ingreso financiero de US\$31,7 millones, asociado a la compra del 40% de Inversiones Hornitos SpA por parte de ENGIE Energía Chile en cuotas mensuales, según el contrato de suministro renegociado con AMSA, que considera un mayor descuento de tarifa para este año. En tanto, en los primeros nueve meses de 2019, esta partida reconoce ingresos de US\$74,9 millones antes de impuesto, correspondientes a pagos por parte del contratista principal de IEM para compensar a ENGIE Energía Chile por menores ingresos y mayores costos asociados al retraso en la puesta en marcha de esta central.





3.3.2 Costos Operacionales

La generación bruta de electricidad aumentó un 22% respecto del año anterior, especialmente por el aumento de la generación a carbón por parte de IEM, que estuvo en operaciones todo el período en 2020, mientras que en 2019 sólo se reconoció su aporte a partir del inicio de su operación comercial el 16 de mayo.

No sólo hubo una mayor contribución de la generación a carbón, sino también a gas, por la mayor disponibilidad de este combustible, y de la generación renovable, debido a la compra de Los Loros en abril de 2019 y de Eólica Monte Redondo en julio de 2020.

En 2020, el ítem de costo de combustibles registró una caída de 6% (US\$16,8 millones), en consideración a la mayor generación propia, que aumentó un 26%, pero que fue acompañada de menores costos, debido a la caída de los precios del carbón y del gas en 2020.

El ítem "Costo de compras de energía y potencia en el mercado spot" disminuyó en US\$68,5 millones (17%) respecto del año anterior, fundamentalmente por los menores volúmenes de energía comprada a menores precios medios. Esto se explica por la interconexión total de los sistemas, un mayor aporte de generación hidráulica y la operación de centrales a gas en modo inflexible, debido a la mayor disponibilidad de dicho combustible. En mayo de 2019 entró en operaciones el último tramo de la línea Cardones-Polpaico de INTERCHILE, y se inició la operación comercial de Infraestructura Energética Mejillones.

El mayor costo de depreciación en 2020 se debió al efecto de la incorporación de IEM y a la depreciación del mayor activo fijo resultante del mantenimiento mayor de la Unidad 16.

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

Los gastos de administración y ventas (excluyendo su depreciación) fueron inferiores a los del mismo período del año anterior.

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\$4,3 millones en el período.

3.3.3 Resultado Operacional

El EBITDA de 2020 alcanzó los US\$455,3 millones, lo que representa una disminución de 15% o de US\$79,5 millones respecto del año anterior. Esto se debió principalmente a otros ingresos operacionales percibidos en 2019, referidos a la compensación por el retraso en la puesta en marcha de IEM, que tuvieron un impacto positivo de US\$74,9 millones en el EBITDA de 2019.

Otros factores que contribuyeron a la disminución del EBITDA en 2020 fueron los menores resultados en los negocios de gas, lo que incluye un costo de US\$10,5 millones por cancelación de un embarque de gas, y de transmisión, por el reconocimiento de la aplicación retroactiva del nuevo esquema tarifario de transmisión. Todo esto fue parcialmente contrarrestado por un aumento de US\$11 millones en el margen del negocio eléctrico, como resultado de una combinación de mayores ventas físicas, menores tarifas medias y menores costos de energía suministrada. Al mayor margen eléctrico se unió el ingreso de US\$31,7 millones por el reconocimiento de la toma de control del 40% de Inversiones Hornitos.

3.3.4 Resultados Financieros

Los ingresos financieros registraron una caída debido a las menores tasas de interés. El incremento en gastos financieros se debió a dos factores principales. Por una parte, este ítem incluye el pago de una prima de US\$13,6 millones por el rescate anticipado del bono 144A/RegS por US\$400 millones, con vencimiento original en enero de 2021, con un nuevo bono de US\$500 millones a 10 años plazo con una tasa de interés de 3,4% anual. Por otra parte, en 2020 se registraron menores capitalizaciones de intereses que en 2019, producto del término de la construcción del proyecto IEM.

La diferencia de cambio alcanzó una pérdida de US\$7,3 millones en el período, que se compara con una pérdida de US\$3,0 millones en 2019.

En 2020, los otros ingresos no operacionales netos registraron una pérdida de US\$7,5 millones, que se compara favorablemente con la pérdida de US\$180,6 millones registrada en 2019. Esta pérdida se debió al reconocimiento del deterioro económico de activos (asset impairment), con motivo del cierre de las unidades U14 y U15 de Tocopilla, anunciado para fines de 2021, por un monto neto de impuesto de aproximadamente US\$63 millones (US\$87,4 millones antes de impuestos), y del cierre de las unidades CTM1 y CTM2 de Mejillones, anunciado para fines de 2024, por un monto neto de impuesto de aproximadamente US\$70 millones (US\$95,5 millones antes de impuestos).

3.3.5 Ganancia Neta

En 2020, el resultado neto después de impuestos registró una ganancia de US\$163,5 millones, que se compara con una ganancia de US\$110,8 millones en 2019. Como se indicó anteriormente, el reconocimiento del deterioro económico de activos por el anuncio de cierre anticipado de cuatro unidades de generación a carbón explicó la menor utilidad del año 2019.

En 2020, también se registraron impactos no recurrentes por el pago de primas asociadas al rescate anticipado de los bonos 144-A, que tuvieron un impacto después de impuestos de US\$9,9 millones, y por el aumento en la provisión de desmantelamiento de centrales, que tuvo un impacto neto de impuestos de US\$7,5 millones. Con esto, la utilidad neta recurrente de 2020 alcanzó US\$181 millones.

CAPÍTULO 4

Avances Plan 1.000 MW de Energías Renovables

4.1 Principales Avances / 4.2 Crédito BID /
4.3 Principales Hitos del Plan 1 GW Renovables



Plan de Inversión

Nuestro Plan 1.000 MW de energías renovables involucra una inversión de US\$1.000 millones.

PLAZO DE EJECUCIÓN

Desde 2019 a 2023.

FINANCIAMIENTO

Considera financiamiento propio y un crédito del BID Invest por US\$125 millones.

MONTO EJECUTADO EN 2020

US\$ 206 millones.

A partir de 2021, gradualmente, ingresarán los proyectos renovables que estamos construyendo en el norte del país.

Nuestro Plan de Descarbonización, que incorpora 1.000 MW de capacidad instalada de energías renovables y desconecta 800 MW a carbón del sistema para el año 2024, cumplió hitos relevantes durante este 2020.

Junto con la compra del parque eólico Monte Redondo (48 MW) y la central Laja (34 MW), aprobamos el inicio de la construcción del parque fotovoltaico Coya, de 198 MW. Este último proyecto se sumará a los tres que estamos construyendo en el norte del país y que, gradualmente, comenzarán a ingresar a partir del año 2021.

Otros hitos relevantes tienen relación con el inicio del proceso de desmantelamiento de nuestras unidades a carbón 12 y 13 del Complejo Tocopilla, las primeras que desconectamos del sistema en junio de 2019. Adicionalmente, cerramos un crédito por US\$ 125 millones con el BID Invest

para la construcción de nuestro parque eólico Calama. Esta es una operación inédita que está vinculada con la reducción de emisiones de carbono y que implicó una exhaustiva revisión previa de nuestras políticas y procedimientos de gestión de la sostenibilidad.

En julio, nos adjudicamos unos terrenos en el Plan de Licitaciones del Ministerio de Bienes Nacionales (BBNN). El terreno se ubica en Taltal y tiene una superficie de 2.347 hectáreas que destinaremos para el desarrollo de proyectos renovables dispuestos en la Región de Antofagasta, para estar más cerca de nuestros clientes mineros. Adicionalmente a los terrenos ya asegurados en las licitaciones anteriores, continuaremos participado activamente en los procesos en esa región, pues se trata de uno de los mejores lugares para desarrollar el recurso eólico en Chile.



4.1 Principales Avances

El avance de nuestros proyectos renovables durante la pandemia requirió una suma de esfuerzos. En esta tarea, nuestro foco estuvo en brindar un entorno seguro y libre de contagio para los trabajadores de la compañía y el personal contratista. Con este objetivo, implementamos una serie de protocolos de seguridad para todos los espacios que utilizan los colaboradores, desde el sitio en construcción hasta el lugar donde se hospedaban. Además, apoyamos a las empresas externas con sus flujos de caja, cuando fue necesario. A lo largo de 2020, unas 700 personas trabajaron en las obras de nuestros proyectos renovables.

Otro aspecto relevante de esta gestión fue la coordinación que generamos con nuestros proveedores de insumos internacionales. En ese contexto, aplicamos distintas medidas, como el reemplazo de los insumos de China por los de origen español. En el caso específico de los aerogeneradores, importamos un mix desde España y China. Asimismo, trajimos por vía aérea piezas para armar en Chile infraestructura clave, como el transformador para el Parque Solar Capricornio.

Nuestro desafío en 2021 es poner en servicio todos estos proyectos y obtener a tiempo los permisos pendientes para iniciar la construcción de otros nuevos.

4.1.1 Proyectos en Construcción

- **Parque eólico Calama:** (151 MW) En 2020, terminamos las fundaciones y recibimos todos los aerogeneradores. Cerramos el año con 18 generadores montados, el 50% del total.
- **Parque fotovoltaico Capricornio:** (95 MWp). Este año iniciamos la construcción de este parque. Contamos con todos los materiales en el sitio para iniciar el montaje en 2021.
- **Parque fotovoltaico Tamaya.** (114 MWp) Durante el último año iniciamos la construcción de este sitio. Para tal efecto, al igual que en Capricornio, contamos con todos los materiales necesarios.
- **Parque eólico Coya.** (198 MWp).

Primeras Unidades Desmanteladas

En 2020, adjudicamos el contrato de la licitación para el desmantelamiento de las unidades a carbón 12 y 13 del Complejo Tocopilla, cuyo inicio está proyectado para el primer trimestre de 2021, una vez que se obtenga la autorización municipal y de Medio Ambiente.

Este proceso contempla el desarrollo de un modelo de trazabilidad de los residuos, desde que salen de las instalaciones de la empresa y hasta que llegan a su destino.

Como parte de la preparación previa al inicio de los trabajos, durante el año retiramos los residuos peligrosos (como lubricantes) y no peligrosos, y realizamos labores de limpieza. Además, recuperamos materiales y equipos, para lo cual organizamos visitas del área de operaciones y de mantenimiento orientadas a identificar piezas o equipos factibles de reutilizar en otras unidades como repuestos. En este proceso, también participó el Sindicato de Pescadores y de Marineros Auxiliadores de la Bahía de Tocopilla, quienes solicitaron material de

Realizamos un proceso de recuperación de materiales para ser reutilizados, en donde participaron los vecinos de Tocopilla.

las unidades. Con este propósito, se realizó la contratación de una empresa para el desmontaje de carretes, pilares, y escaleras metálicas, entre otros. Estos implementos tendrán un nuevo uso en el terminal pesquero de la comuna, así como en la sede social de los portuarios, ubicada en calle 21 de Mayo en Tocopilla.

Los residuos industriales que surjan del proceso de desmantelamiento serán valorizados y luego enviados a las fundiciones.



“ El principal logro del año fue haber implementado oportunamente todas las medidas de control y prevención de contagios en conjunto con nuestros contratistas, lo que nos permitió continuar con los proyectos. ”

Carlos Regolf,

Gerente Corporativo de Implementación de Proyectos.

4.1.2 Tendencias y Nuevas Tecnologías

Chile representa uno de los mejores lugares del mundo para poder llevar a cabo este tipo de proyectos por sus condiciones naturales. Nuestra compañía está empujando fuertemente estas iniciativas para poder brindar soluciones energéticas 24/7 mediante fuentes renovables. Es por ello que, además de haber configurado un portafolio balanceado, estamos desarrollando nuevas alternativas, como puede ser el almacenamiento de energía.

4.2 Crédito BID Invest

Durante el último trimestre de 2020, BID Invest, miembro del Grupo BID, nos otorgó un crédito por US\$125 millones para la construcción del parque eólico Calama.

Esta operación, inédita en su tipo para el BID Invest, constituye la primera monetización a nivel mundial de reducciones de emisiones en el sector energético. Considera dos tramos:

- El primero contempla un préstamo senior de BID Invest por US\$74 millones y de US\$36 millones del Fondo Chino (China Fund).
- El segundo, de US\$15 millones, es un financiamiento mixto del Fondo de Tecnología Limpia (CTF, por sus siglas en inglés), que comprende un premio -menor tasa de interés- por la aceleración del cierre de las unidades a carbón. En el marco de este proceso, se diseñó una metodología para medir las emisiones de CO2 que dejaremos de emitir como consecuencia del cierre de las unidades y el aporte de las unidades renovables que ingresarán en su reemplazo.

Este es un modelo de financiamiento piloto que el BID Invest seguirá desarrollando en distintos países para ésta y otras industrias.



“ Esta operación financiera inédita también implicó el fortalecimiento de nuestra gestión social, ambiental y de gobernanza. ”

Bernardita Infante,
Gerente de Finanzas Corporativas.



Obras de construcción del parque eólico Calama.

4.2.1 Proceso de Due Diligence

El otorgamiento de este crédito involucró un Due Diligence muy exhaustivo a nuestra gestión ambiental, social y de gobernanza corporativa (ESG, por sus siglas en inglés), así como al mismo proyecto eólico Calama.

Como parte de esta debida diligencia, auditores externos contratados por el BID Invest realizaron un diagnóstico que incluyó la visita de una delegación a nuestras instalaciones, el parque eólico Calama en construcción, las comunidades del entorno, universidades de la zona, autoridades locales y lugares arqueológicos, entre otros puntos.

Para abordar los requerimientos que surgieron de este diagnóstico, en la compañía conformamos un grupo de trabajo integrado por las áreas de Medio Ambiente, Gestión Territorial y Sostenibilidad, Legal, Recursos Humanos, Procesos, Implementación de Proyectos y Finanzas, a partir de cuyo trabajo definimos reforzar el Sistema

de Gestión Ambiental, con la incorporación de aspectos sociales.

Entre los principales compromisos y mejoras que surgieron de este proceso de Due Diligence se cuentan:

GESTIÓN AMBIENTAL

- Cuidado de la Biodiversidad: Diseñamos un Plan de Manejo de Biodiversidad para el Parque Eólico Calama, que contempla todos los compromisos de la DIA y el monitoreo de línea base. En esta indagación se detectó la presencia de una lagartija que es endémica de la zona, lo que nos llevó a desarrollar estudios de hábitat críticos y revisar las medidas que se habían tomado durante la construcción para evitar daños a esta especie.
- Plan Ambiental para el Desmantelamiento de las Unidades 14 y 15 de Tocopilla, cuya desconexión está prevista para 2021.

GESTIÓN SOCIAL

- Mecanismo de quejas para la comunidad y los trabajadores del Parque Calama: Habilitamos un canal formal en la web, que registra la recepción, gestión y cierre de estas consultas.
- Planes de seguridad para las personas y de respuesta ante Emergencia de la Central Tocopilla y de gestión de riesgos.
- Participación de actores sociales: En este ámbito, documentamos el proceso de participación continua con las comunidades y grupos de interés en las cercanías de las plantas.

GOBERNANZA

- Adecuamos nuestras políticas y procedimientos internos: En ese contexto, actualizamos la Política del Sistema Integrado de Gestión Ambiental con la incorporación del aspecto social.
- Creamos un Manual de Gestión Ambiental y Social.

4.3 Principales Hitos del Plan 1.000 MW Renovables

+ 1.000 MW

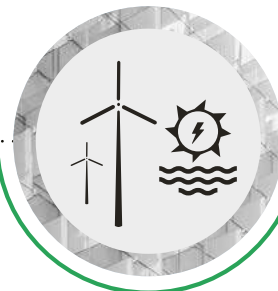
0,6 MW eólico
0,4 MW solar

55 MWp



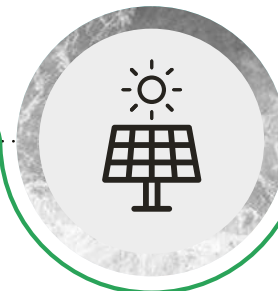
LOS LOROS

82 MW



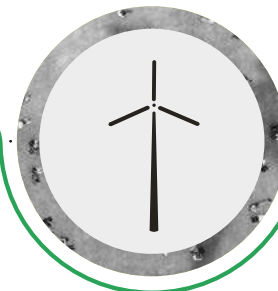
MONTE REDONDO

95 MWp



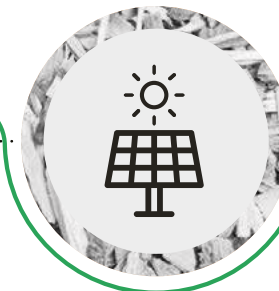
CAPRICORNIO

151 MW



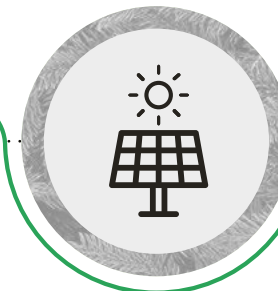
CALAMA

114 MWp



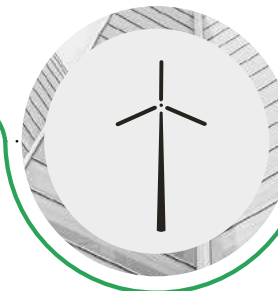
TAMAYA

198 MWp



COYA

359 MWp



EN ESTADO AVANZADO DE DESARROLLO

2019

2020

2021

2022

2023 - 2025

Unidades desconectadas o en proceso de desconexión

171 MW

U12 | U13

Desconectada

268 MW

U14 | U15

Preparación para la desconexión

334 MW

CTM1 | CTM2

- 800 MW

de energía térmica que serán desconectados

CAPÍTULO 5

Sostenibilidad en ENGIE Energía Chile

5.1 Modelo de Sostenibilidad / 5.2 Gestión 2020 /
5.3 Grupos de Interés / 5.4 Avances en Sostenibilidad
/ 5.5 Valor Generado y Distribuido



5.1 Modelo de Sostenibilidad

Buscamos crecer generando el menor impacto posible y aportando a la calidad de vida y desarrollo de nuestros colaboradores y comunidades vecinas.

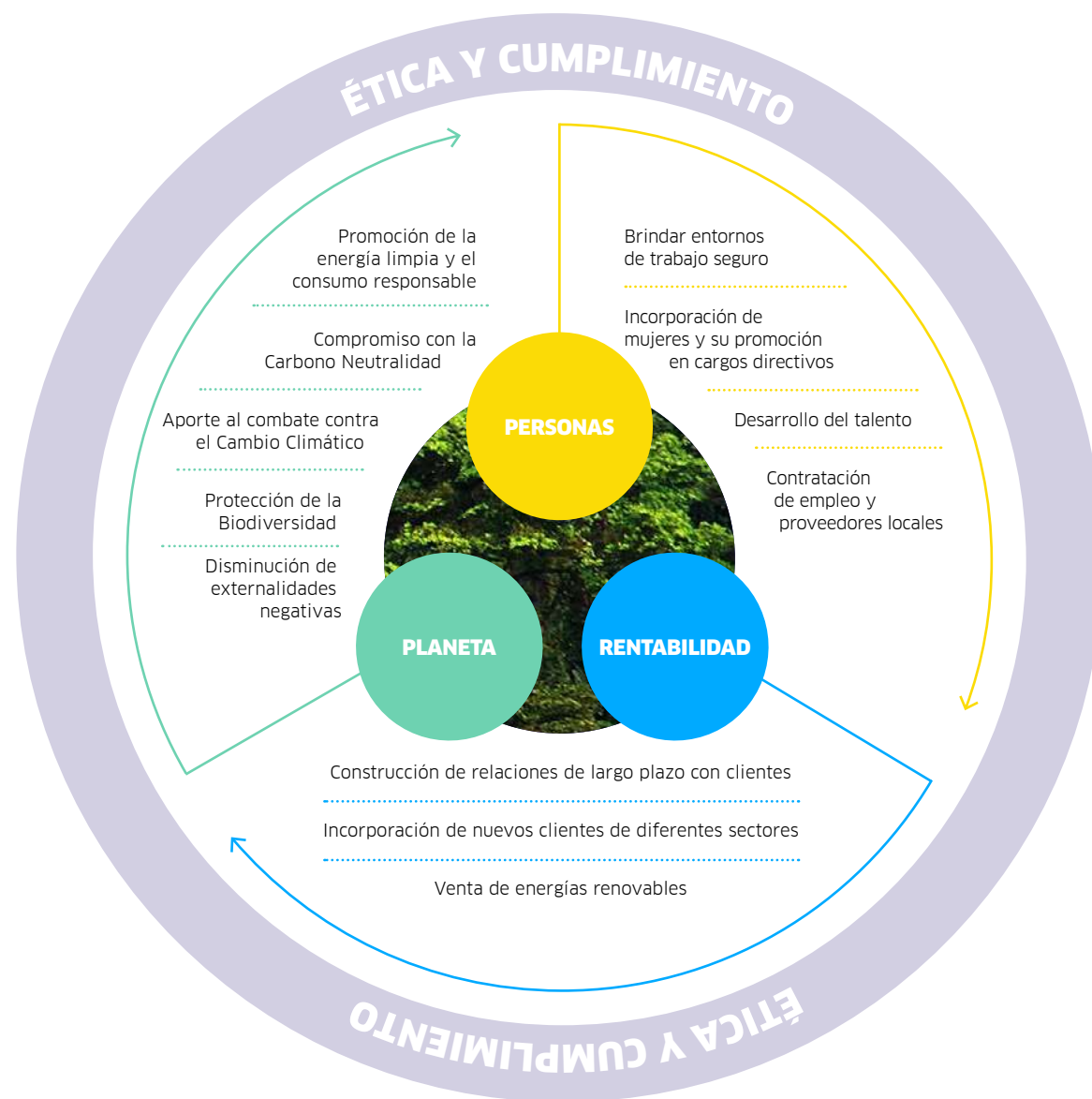
En ENGIE Energía Chile, la gestión de la sostenibilidad está alineada con nuestra estrategia corporativa, que busca crecer y rentabilizar nuestro negocio generando el menor impacto ambiental y aportando a la calidad de vida y desarrollo de nuestros colaboradores y comunidades vecinas a nuestras instalaciones.

Nuestro modelo de sostenibilidad se sustenta en tres ejes de acción prioritarios -Personas, Planeta y Rentabilidad-, 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 los potenciales riesgos económicos, sociales y ambientales de nuestra operación.



Focos Prioritarios



5.2 Gestión 2020

Durante el año 2020, junto con gestionar los impactos de la pandemia, también abordamos los desafíos que nos presenta el plan de construcción de 1GW en energías renovables y nuestro negocio creciente en Transmisión. Como compañía estamos transitando de gestionar grandes complejos de generación de energía, emplazados en el norte del país, a administrar múltiples operaciones, distribuidas en distintos puntos del país. En poco más de 2 años, duplicamos nuestra área de influencia ampliándonos a 17 comunas, desde la Región Arica y Parinacota hasta la Región de La Araucanía. Aunque los proyectos renovables son más pequeños, igualmente involucran procesos de evaluación ambiental y gestión territorial, entre otros procesos. Lo mismo ocurre con el negocio de Transmisión.

En ese marco, decidimos reforzar nuestro Modelo de Aproximación a las Comunidades, incorporando como parte de nuestros objetivos la contratación de trabajadores y proveedores locales durante el proceso de desarrollo y construcción de nuestros proyectos. Diseñamos y pusimos en práctica en 2020 la nueva **Política de Contratación e Involucramiento de la Economía Local** que mandata a nuestros proveedores nacionales e internacionales a contratar a proveedores trabajadores locales. Lo que buscamos es formalizar y promover relaciones justas.

También desarrollamos la **Política de Asociatividad**, que junto formalizar nuestro compromiso con los proveedores locales, busca facilitarles a nuestros vecinos el acceso a energías renovables, ya sea en sus propios hogares o en la infraestructura pública local. Queremos generar alianzas públicas y privadas que nos permitan

cofinanciar el acceso a energías renovables en hogares y espacios públicos, mejoramiento en eficiencia energética, reemplazo de combustibles sólidos, fomento del uso de la electricidad y creación de un fondo local para rebaja de cuentas, entre otras.

5.2.1 Gestión de la Biodiversidad

A partir de este año incorporamos la gestión de la biodiversidad como parte de nuestra gestión ambiental. Contamos con planes enfocados en la relocalización de especies vegetales, forestar y reforestar, entre otras iniciativas. Comenzamos con en cuatro proyectos renovables y nuestro desafío es avanzar hacia el diseño indicadores específicos y metas junto con nuevas acciones.

5.2.2 Indicador Socio-Ambiental

En 2019, 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. Está indexado al bono anual de desempeño de todos los colaboradores, como ocurre con los otros KPI corporativos. Al cierre de 2020, no tuvimos ningún incidente socio-ambiental, de manera que cumplimos con la meta de este indicador.

5.3 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 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.

ÁMBITO	GRUPO DE INTERÉS	CANAL DE COMUNICACIÓN
 STAKEHOLDERS INTERNOS	COLABORADORES	▶ Intranet, Newsletter, Encuesta ENGIE & Me, Gestión del Desempeño, Programas de Capacitación y Liderazgo, Campañas Internas.
	SINDICATOS	▶ Procesos de Negociación Colectiva, Reuniones Mensuales.
	COMITÉS PARITARIOS	▶ Reuniones de Trabajo, Paneles y Encuentros Anuales.
 STAKEHOLDERS DE LA SOCIEDAD	COMUNIDADES	▶ Mesas de trabajo, Gestores Territoriales, Stakeholders Manager, Programa de Dirigentes en la Zona Sur, Memoria Integrada.
	ONG	▶ Gestores Territoriales, Stakeholders Manager, Memoria Integrada.
	GREMIOS	▶ Participación en Comités, Mesas de Trabajo, Memoria Integrada.
 STAKEHOLDERS DE LA AUTORIDAD	LOCAL	▶ Mesas de Trabajo, Stakeholders Manager, Memoria Integrada.
	NACIONAL	▶ Conductos Formales, Stakeholders Manager, Memoria Integrada.
 STAKEHOLDERS FINANCIEROS	ACCIONISTAS	
	ANALISTAS	▶ Junta de Accionistas, Sitio Web Corporativo, Conferences Call, Investor Relations Officer, Memoria Integrada, Informes Periódicos al Mercado.
	BONISTAS	
	BANCOS	
 NEGOCIO	CLIENTES	Newsletter Mensual, Customer Day, Sitio Web Corporativo, Visitas a Terreno, Comunicación en Redes Sociales, Memoria Integrada.
	PROVEEDORES	Nuevo Portal de Proveedores, Contacto Interno, Reuniones Mensuales con Proveedores Críticos y Memoria Integrada.
	SOCIOS INDUSTRIALES	Alianzas y Acuerdos.

5.4 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 17 desafíos globales:

<p>7 ENERGÍA ASEQUIBLE Y CONTAMINANTE</p>	GESTIÓN AMBIENTAL	<p>11 CIUDADES Y COMUNIDADES SOSTENIBLES</p>	RELACIÓN CON LA COMUNIDAD
	<p>Cero incidentes ambientales.</p> <p>Biodiversidad. Iniciamos la gestión de la biodiversidad en los proyectos de energía renovable.</p> <p>Ley REP. Este año efectuamos nuestra primera declaración de Ley REP (Ley de Responsabilidad Extendida del Productor). Declaramos las importaciones directas de artículos electrónicos para nuestros proyectos renovables.</p> <p>Desmantelamiento de primeras unidades a carbón. Licitamos en 2020 para comenzar con el proceso en 2021.</p>		<p>Desarrollo del Taller de de Líderes, dirigido a locales en la zona sur.</p> <p>Creación Política de Asociatividad.</p>
<p>12 PRODUCCIÓN Y CONSUMO RESPONSABLES</p>	SEGURIDAD Y SALUD OCUPACIONAL	<p>17 ALIANZAS PARA LOGRAR LOS OBJETIVOS</p>	DIVERSIDAD
	<p>Bajamos la Tasa de Frecuencia de de 1,25 en 2019 a 0,61 en 2020.</p> <p>DESAFÍO 2021: Certificación en ISO 45.0001</p>		<p>Comenzamos a diseñar un Plan de Diversidad.</p> <p>Realizamos un diagnóstico basado en los 7 Principios para el Empoderamiento de las Mujeres, de la ONU.</p> <p>Charlas de sensibilización sobre sesgos inconscientes para líderes y colaboradores.</p> <p>Desplegamos una campaña comunicacional orientada a destacar a mujeres.</p> <p>DESAFÍO 2021: Avanzar en nuestro Plan de Diversidad con enfoque de género.</p>
<p>13 ACCIÓN POR EL CLIMA</p>	FOMENTO DEL EMPLEO LOCAL	<p>5 IGUALDAD DE GÉNERO</p>	CULTURA Y DESARROLLO
	<p>Política de Contratación e Involucramiento de la Economía Local. Fomenta la contratación de servicios y trabajadores en las comunidades.</p> <p>Capacitación a mujeres en paneles fotovoltaicos.</p> <p>Creamos el primer catálogo de proveedores locales. Se sumaron 72 empresas locales de María Elena, en la Región de Antofagasta.</p>		<p>Aplicación de la encuesta ENGIE&ME con resultados destacados.</p>
<p>14 VIDA SUBMARINA</p>		<p>8 TRABAJO DECENTE Y CRECIMIENTO ECONÓMICO</p>	CAPACITACIÓN Y DESEMPEÑO
			<p>Lanzamiento programa de inclusión.</p> <p>Capacitación específica para la Gerencia de Personas sobre procesos inclusivos de gestión de personas.</p>
<p>15 VIDA DE ECOSISTEMAS TERRESTRES</p>			

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/>

5.5 Valor Generado y Distribuido

En 2020, en ENGIE Energía Chile creamos valor económico directo por **MMUS\$1.357**. Esta cifra es un 7,3% menor que la registrada en 2019, de MMUS\$1.464. Del total de valor económico que generamos durante el último período, distribuimos entre nuestros principales grupos de interés **MMUS\$1.066**, un 5,7% más que en 2019. La diferencia restante, de **MMUS\$292**, correspondió a nuestro valor retenido.



(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.

6.1 Fomento de la Economía Local

¿POR QUÉ ES MATERIAL?

El despliegue de proyectos renovables a lo largo del país nos desafía a insertarnos como un actor social que aporta al desarrollo y calidad de vida de las comunidades del entorno a través del fomento de proveedores locales.

¿CÓMO LO GESTIONAMOS?

Contamos con un modelo de aproximación temprana y promovemos mecanismos de trabajo conjunto con los vecinos para apoyarlos en proyectos que mejoren su estándar de vida. A través de la Política de Contratación e Involucramiento de la Economía Local y la Política de Asociatividad, incentivamos la participación de proveedores y trabajadores locales en nuestras obras.



CAPÍTULO 6

Temas Relevantes

6.1 Fomento de la Economía Local / 6.2 Gestión Ambiental / 6.3 Salud y Seguridad en el Trabajo / 6.4 Gestión de Proveedores / 6.5 Empleo y Cultura / 6.6 Formación y Desarrollo / 6.7 Diversidad e Inclusión





“ Creamos el primer catálogo de proveedores locales en María Elena, como parte de nuestra Política de Contratación e Involucramiento de la Economía Local. ”



Matías Bernal,
Gerente de Sostenibilidad y Permisos de ENGIE Energía Chile.

6.1.1 Nuevas Políticas en el Ámbito de la Gestión Territorial

La construcción de proyectos en una localidad constituye una gran oportunidad para que las pequeñas empresas y los trabajadores locales presten servicios a las empresas que se instalan en la zona para el desarrollo y ejecución de las obras. Hasta 2020, esta contratación se producía, en la mayoría de los casos, sin contratos de respaldo, lo que dejaba a los prestadores en una situación de vulnerabilidad.

Por lo mismo, y considerando el impulso a nuevos proyectos que estamos desarrollando en el marco de nuestro Plan de Descarbonización (ver más en página 61), durante el último año, lanzamos la **Política de Contratación e Involucramiento de la Economía Local**, con el objetivo de promover la inserción de trabajadores y proveedores locales en nuestras instalaciones en un marco de formalidad y un tratamiento justo.

En este mismo ámbito, en 2020 también desarrollamos una **Política de Asociatividad**, que incorpora una nueva línea de trabajo en nuestra gestión territorial, orientada a la promoción del acceso de las comunidades a energías renovables, ya sea en los hogares o en la infraestructura pública.

Con esta finalidad, buscaremos establecer alianzas públicas y privadas que nos permitan cofinanciar este tipo de proyectos, así como aquellos relacionados

con medidas de eficiencia energética, reemplazo de combustibles sólidos, fomento del uso de la electricidad y creación de un fondo local para rebajar las cuentas de la energía eléctrica, entre otros.

6.1.2 Empleo y Proveedores Locales

La Política de Contratación e Involucramiento de la Economía Local mandata a nuestros proveedores nacionales e internacionales a considerar la participación de empresas y trabajadores locales en la construcción y operación de nuestros proyectos. Entre otros aspectos, este protocolo considera:

- **Proceso de licitación local.** Las empresas contratistas y proveedoras vinculadas a nuestros proyectos están obligadas a contratar los servicios que necesiten para operar en la comunidad. Además, deberán recurrir a la Oficina Municipal de Intermediación Laboral, OMIL.
- **Plan de Trabajo.** La empresa licitante deberá entregar la información necesaria de sus procesos operativos internos para que los proveedores locales puedan participar del proceso de licitación de manera informada y en igualdad de condiciones con los competidores.

- **Mecanismo único de información.** La empresa deberá mantener, durante el tiempo de desarrollo y construcción del proyecto, un encargado o una ventanilla única de acceso a la información para todos los proveedores.

- **Informe Mensual.** La empresa proveedora debe informar el estado de avance de los procesos de licitación y las necesidades de apoyo en la vinculación territorial, y el estado de avance y plazos asociados a apertura, en proceso y cierre.

Para apoyar estos procesos, desde ENGIE Energía Chile nos comprometemos con:

- **Elaborar un catálogo de proveedores locales.** En la etapa de desarrollo de cada proyecto, realizaremos un levantamiento de la oferta de proveedores y trabajadores locales, generando un vínculo temprano con todos ellos a través de las entidades que resulten pertinentes, como la Oficina Municipal de Intermediación Laboral, OMIL, de la comuna donde esté emplazado el proyecto.
- **Establecer un mecanismo de queja formal.** Habilitamos un canal formal para que la comunidad pueda expresar su afectación o disconformidad con la forma de proceder de una persona o de la empresa relacionada con la construcción u operación de un proyecto de la compañía. Está alojado en <https://engie-energia.cl/denuncias/>.

Aportes y Donaciones en 2020

A través de distintas instancias y programas permanentes, durante 2020 nuestros aportes y donaciones hacia la comunidad alcanzaron a MMUS\$1,4. Esta cifra es un 136% superior a los US\$593.440 de 2019. El incremento se explica, fundamentalmente, por nuestros aportes dedicados especialmente a combatir los impactos del COVID-19 a las comunidades y servicios de salud a nivel nacional y a las comunidades vecinas a nuestras instalaciones operativas.

Los recursos fueron canalizados de la siguiente manera:

Aporte especial COVID-19
US\$601.933

Planes de trabajo comunidades con operaciones ENGIE
US\$517.871

Planes de trabajo comunidades
US\$278.442

6.1.3 Proyectos Renovables en el Norte

En 2020, iniciamos nuestro relacionamiento formal con varias comunidades vecinas a nuestros proyectos ubicados en el norte. Aprovechamos este contexto para impulsar iniciativas en línea con las nuevas políticas desarrolladas este año.

A pesar de las limitaciones para el desplazamiento en períodos de cuarentena, logramos también continuar con los procesos de participación anticipada previstos para el período. Esto fue posible porque establecimos una comunicación a través de medios tecnológicos y por la disposición de nuestros nuevos vecinos para relacionarnos en forma virtual.

Nuestros principales avances en este ámbito fueron los siguientes:



PARQUE SOLAR TAMAYA, TOCOPILLA

Capacitamos a mujeres en la mantención y operación de los paneles fotovoltaicos, con el fin de entregarles los conocimientos necesarios para incentivar su contratación por parte de los proveedores más grandes. Trabajamos junto a la OMIL en el vínculo con las empresas contratistas.

16

(Tocopilla)

Nº de mujeres capacitadas en paneles fotovoltaicos

72

(María Elena)

Proveedores locales identificados

PARQUE CAPRICORNIO

Organizamos una exposición educativa para enseñarle a todos los colaboradores los principales hallazgos arqueológicos que fueron levantados en el área y que serán conservados en el Museo de Lasana.

De igual forma, entregamos 1.500 juguetes solares en las comunas de Tocopilla, Calama y Mejillones, en el contexto de la construcción de nuestros proyectos renovables.

En la línea de equidad de género, desarrollamos -junto a la Seremi de Energía y de la Mujer de Antofagasta- una serie de cápsulas audiovisuales con testimonios de mujeres en diversos roles en los proyectos solares y eólicos de la región.

PARQUE EÓLICO CALAMA

En 2020, nos enfocamos en materializar los acuerdos que adoptamos con las seis comunidades de Alto Loa: Toconce, Ayquina, Chiu Chiu, Lasana, Caspana y Cupo. En el marco de nuestra Política de Asociatividad, suscribimos un acuerdo con el municipio para solarizar una de sus principales avenidas. Además, instalaremos un sistema eléctrico fotovoltaico en la Iglesia de Ayquina, donde se realiza una de las principales fiestas religiosas de la zona. Por su parte, el acuerdo con la comunidad de Lasana permitió la modernización del sistema eléctrico de la posta rural, donde se atiende a más de 150 vecinos. Asimismo, entregamos implementación de rescate a la Primera Compañía de Bomberos, y, a fin de poner en valor la cultura de la zona, realizamos una importante intervención en el Museo de Lasana.

PARQUE SOLAR COYA, MARÍA ELENA

Nuestro relacionamiento en María Elena comenzó este año. Con este proyecto debutó la implementación de nuestra Política de Empleo Local. Desarrollamos nuestro primer catálogo de proveedores con patente local. Identificamos a 72 prestadores de servicios locales, en ámbitos como alojamiento, comida y servicios de electricidad, entre otros. Ejecutamos un plan de trabajo con los actores y las autoridades locales que consideró, entre sus primeras medidas, la entrega de ayuda y donaciones de alimentos e insumos de seguridad para mitigar, en parte, los efectos de la pandemia. También iniciamos un programa de certificaciones dirigido a nuestros contratistas para evitar que queden deudas en la comunidad.



Fondos concursables

Foco en la reactivación económica.

En 2020, el foco de los fondos concursables estuvo en el fomento del emprendimiento. En Tocopilla, entregamos aportes de \$250.000 a 39 emprendedores locales (entre ellos, artesanas, floristas y peluqueras), que recibieron un impulso económico para sus negocios. En Mejillones, se adjudicaron 32 proyectos bajo esta modalidad, que buscaban apoyar a emprendedores de la comuna para que pudieran reactivar sus emprendimientos y/o adecuar sus locales al funcionamiento con medidas sanitarias.

6.1.4 Gestión Pueblos Originarios

En el entorno de la subestación El Rosal, en Los Ángeles, Región del Biobío, nos estamos vinculando con una comunidad Pehuenche conformada por 40 familias, que en los meses de invierno baja de la cordillera al fundo El Sauce. Aunque no se trata de vecinos aledaños a nuestro sitio, les presentamos el proyecto y los incorporamos en nuestro programa de relacionamiento con el objetivo de apoyarlos en su desarrollo y buscar oportunidades para la entrega de servicios y contratación de trabajadores, en línea con las nuevas políticas.

6.1.5 Programa de Líderes

Durante 2020, continuamos con nuestro programa de capacitación para dirigentes sociales. Por las limitaciones de la pandemia, desarrollamos un curso en línea, en el que participaron 40 dirigentes sociales. Para facilitar su participación, a cada uno de ellos se les entregó un teléfono móvil con el curso cargado.

Mesas de Trabajo

Mesas de trabajo de Tocopilla.

Con el acuerdo de las dirigencias, las Mesas de Trabajo derivaron los fondos disponibles hacia la mitigación de los impactos de la pandemia. En esa línea, se compraron vales de gas para los adultos mayores, kit sanitarios para las familias más necesitadas y cajas de alimentos, entre otros insumos. Además, se realizaron actividades lúdicas para el Día del Niño y Navidad, con el objetivo de animar y entretener a los más pequeños.

Mesa de Mejillones:

La coordinación de la ayuda por la pandemia requirió establecer un relacionamiento más directo con la comunidad. Eso significó integrar a esta instancia a dirigentes y emprendedores, así como a las autoridades locales.

6.2 Gestión Ambiental

¿POR QUÉ ES MATERIAL?

En ENGIE Energía Chile estamos comprometidos con la acción climática. Al plan de descarbonización se suma nuestra gestión ambiental que tiene como máxima prioridad reducir y mitigar los efectos que producen nuestras unidades generadoras principalmente en fuentes de agua (mar) y el aire (emisiones de SOx, NOx, material particulado y Gases de Efecto Invernadero). Así también, busca asegurar el cumplimiento de requisitos legales ambientales de las unidades generadoras renovables, de gasoducto y de la infraestructura de transmisión de energía (líneas y S/E).



¿CÓMO LO GESTIONAMOS?

Con ese propósito, contamos con un sistema de gestión ambiental que garantiza el cumplimiento de la normativa aplicable a nuestras actividades y el alineamiento con los estándares de desempeño más exigentes. **A partir de este 2020, incorporamos a nuestra gestión planes de protección a la biodiversidad.**



6.2.1 Biodiversidad

En el emplazamiento de nuestros proyectos de energía renovable, nos corresponde relocalizar especies vegetales, forestar y reforestar, entre otras iniciativas. Esto nos motivó a implementar planes de gestión ecológica que nos permitieran gestionar y monitorear los programas que veníamos realizando con indicadores, objetivos concretos y responsables.

En 2020, en el marco de este trabajo, pusimos en marcha los siguientes planes de gestión ecológica en proyectos renovables:

- **Central Hídrica Chapiquiña, Región de Arica y Parinacota:** Instalación ubicada en Chapiquiña, provincia de Parinacota, a 120 km de Arica, sobre los 3.300 m.s.n.m., cercana al Parque Nacional Lauca, que pertenece a la Reserva de la Biósfera Lauca. El territorio de la central es parte del área de amortiguación y transición de esta reserva, cuyo objetivo es conciliar la conservación de la diversidad biológica, la búsqueda de un desarrollo económico y social, y el mantenimiento de los valores culturales asociados con un área de alta y sensible biodiversidad. En este lugar estamos realizando una serie de iniciativas de protección y conservación en línea con el Plan de Gestión de la Reserva de Biósfera Lauca 2018-2022, tanto de manera individual como en conjunto con la CONAF y otras organizaciones locales.

- **Planta Fotovoltaica Pampa Camarones, Región de Arica y Parinacota:** En esta zona iniciamos estudios de *Tillandsia landbecki* y de rescate, relocalización y monitoreo de *Phyllodactylus gerrophygus* y de la golondrina de mar negra que ingresan por la Quebrada de Camarones, en donde existen sitios de nidificación cercanos a nuestras instalaciones.

- **Planta Fotovoltaica Los Loros, Región de Atacama:** En esta central, desarrollamos rescate, relocalización y monitoreo de reptiles y vizcachas, un plan de trabajo de formaciones xerofíticas, rescate y relocalización de cactáceas en categorías de conservación y forestación de otras especies de interés.

- **Parque Eólico Monte Redondo, Región de Coquimbo:** Aquí hacemos seguimiento de colonias de cururos, planes de formaciones xerofíticas, monitoreo de aves y quirópteros, y enriquecimiento con especies vegetales de zonas degradadas en terrenos del parque eólico.

Nuestro desafío en el ámbito de la biodiversidad para 2021 es continuar desarrollando estos planes, complementarlos con indicadores específicos y metas, y evaluar la ejecución de nuevas iniciativas.

En 2020, no recibimos ninguna multa o sanción ambiental.

6.2.2 Cumplimiento Ambiental

Durante 2020, hubo 10 fiscalizaciones presenciales y 20 requerimientos de información por parte de las autoridades ambientales, en ninguno de los cuales se identificaron desviaciones relevantes en materias ambientales. Esto nos permitió cerrar el año sin multas o sanciones ambientales.

En Tocopilla y Mejillones, no obstante, la autoridad sanitaria inició sumarios luego de advertir desviaciones operacionales asociadas con el almacenamiento temporal de residuos en sectores no autorizados. Para solucionar estas desviaciones, implementamos las acciones correctivas correspondientes.

En 2020, además, planteamos oportunamente a la autoridad la necesidad de postergar los monitoreos que debíamos realizar entre el primer y segundo trimestre, a causa de la pandemia. Luego de ser reprogramados para los meses siguientes, al cierre de año, la empresa había dado cumplimiento a todos estos compromisos de monitoreos ambientales.

En el marco de la crisis sanitaria, cumplimos también con la entrega automatizada y en línea de los resultados de los monitoreos de emisiones continuas a la atmósfera y calidad del aire, tal como lo estableció el Gobierno.

En nuestro caso, todas las emisiones por chimenea de las unidades generadoras de Mejillones y Tocopilla, así como la información de las estaciones de calidad del aire ubicadas en estas ciudades, son reportadas en línea a la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA).

Monitoreo Bahía Mejillones

En 2019, iniciamos un monitoreo voluntario de la Bahía de Mejillones, para mejorar el conocimiento de esta zona respecto del diagnóstico ambiental coordinado por la SEREMI de Medio Ambiente de la Región de Antofagasta.

Con esta finalidad, encargamos un estudio a especialistas en oceanografía de la Universidad de Concepción que consideró la evaluación del medio marino, las captaciones de agua de mar y las descargas al medio marino, junto con otras empresas que participaron del estudio y operan en el lugar.

En 2020, finalizamos la segunda y última campaña de monitoreo, y elaboramos un informe que integró los resultados de las mediciones de ambas campañas.

De acuerdo con este reporte, aún en proceso de preparación, el aporte de materia orgánica y metales provenientes de las actividades industriales evaluadas es inferior al aporte de estas sustancias que origina la misma Bahía de Mejillones:

- En el caso de la materia orgánica (MOT y nutrientes), esta contribución es 11 órdenes de magnitud menor que el aporte natural que presenta la bahía asociado a los eventos de surgencia marina.
- En el caso de los metales, este aporte es 8 a 11 órdenes de magnitud menor.

Adicionalmente, se realizó un estudio para mejorar la capacidad predictiva de una herramienta utilizada para pronosticar eventos de generación de espuma marina, cuyas mejoras serán implementadas en 2021.

6.2.3 Gestión de Residuos

Durante el año 2020 no se realizaron nuevos proyectos para la gestión de residuos peligrosos y no peligrosos. Al igual que el año anterior, se continuó con el envío de cenizas volantes generadas en las unidades Andina y Hornitos del sitio de Mejillones hacia las empresas cementeras Inacesa y Polpaico, para su uso en la fabricación del cemento.

6.2.4 Declaración Ley REP

Este año efectuamos nuestra primera declaración de Ley REP (Ley de Responsabilidad Extendida del Productor y Fomento al Reciclaje). Luego de un análisis interno, concluimos que nos correspondía declarar las importaciones directas de artículos electrónicos que hacemos para nuestras unidades o para los proyectos que están en construcción.

Por el momento, la exigencia para los productos considerados prioritarios por este marco legal consiste solamente en informar. Se estima que en 2024 entrarán en vigencia las metas de reciclaje para cada uno de ellos.



RESIDUOS ANUALES GENERADOS (EN TON)

	2019	2020
Residuos industriales peligrosos	206	227
Residuos industriales no peligrosos (incluye domésticos)	313.715	334.556

RESIDUOS SEGÚN DESTINO (EN TON)

	Cenizas enviadas a vertederos		Escorias enviadas a vertederos		Cenizas recicladas (enviadas a cementeras)		Caliza de rechazo enviada a vertedero		Yeso enviado a vertedero	
	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020
TOCOPILLA	16.127	8.475	1.670	525	-	-	-	-	-	-
MEJILLONES	41.968	19.772	2.311	1.251	-	-	-	-	-	-
IEM	47.927	86.844	4.249	7.000	-	-	-	-	12.553	22.011
ANDINA	51.962	62.862	2.515	5.466	16.451	18.406	13.266	20.335	-	-
HORNITO	43.341	69.847	6.964	6.074	35.180	18.237	16.130	23.264	-	-
TOTAL	201.325	247.325	17.709	20.317	51.631	36.643	29.396	43.599	12.553	22.011

Gestión de residuos en cifras

2019 (en ton)	260.983 Residuos enviados a vertederos	51.631 Cenizas recicladas	106 Residuos peligrosos recuperados
-------------------------	--	-------------------------------------	---

2020 (en ton)	333.728 Residuos enviados a vertederos	36.643 Cenizas recicladas	97 Residuos peligrosos recuperados
-------------------------	--	-------------------------------------	--



6.2.5 Gestión Hídrica

ENGIE Energía Chile utiliza agua de mar para sus procesos productivos, la que luego descarga al mar. En el marco de la normativa de vertidos de efluentes, que fija en 30 °C la temperatura máxima de las aguas descargadas al mar, contamos con un sistema de sensores de temperatura del agua en los pozos de descarga, que permite una gestión más oportuna.

HUELLA DEL AGUA

La Huella del Agua es un indicador que cuantifica los impactos ambientales potenciales relacionados con el uso del agua, producidos en la generación de bienes y servicios, así como también en el uso eficiente del recurso.

En ENGIE Energía Chile calculamos nuestra Huella Hídrica considerando las siguientes variables:

- La Huella del Agua para las centrales convencionales fue obtenida a partir de balances hídricos y con diagramas de flujo de agua que permitieron identificar los tipos de agua (azul, verde o gris).

- En las centrales que consumen agua potable de externos se pondera el agua consumida según el lugar de procedencia.
- La fracción de agua que tiene un origen marino no es considerada en el balance de huella de Agua Azul.
- En cuanto a la operación de las centrales hidroeléctricas, las pérdidas de agua por rebalse y evaporación por su paso por el generador son mínimas, y no generan un efecto significativo en el cálculo de Huella Hídrica.

Desde el año 2015 medimos nuestra Huella Hídrica bajo estos principios, influenciada principalmente por la central hidroeléctrica Laja. Para el período 2020 nuestra Huella Hídrica alcanzó a 1,7 millones de Nm³/año, un 21% superior respecto de 2019. Ello se atribuye a un aumento en la evaporación natural de los espejos de agua, por un incremento de 1,07 °C en la temperatura promedio en la zona donde se encuentra emplazada la central Laja.

	Captación de agua de mar usada para enfriamiento m3/año		Descarga de agua de mar usada como enfriamiento m3/año		Agua reutilizada (Agua PTAS usada en riego 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	
	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020
TOCOPILLA	271.977.234	195.452.816	271.976.180	195.452.816	38.685	38.430	432.681	494.399	4.384	3.054
MEJILLONES	294.926.678	358.765.056	269.349.017	327.938.814	8.742	10.465	307.928	335.456	11.620	5.058
IEM	184.252.793	274.476.885	183.533.653	272.939.522			719.141	1.537.363		
ANDINA	98.893.651	138.138.353	98.884.083	138.084.435	5.938	5.938	180.305	177.947	20.778	12.894
HORNITOS	133.849.259	150.178.345	133.835.183	150.126.516	7.220	7.220	220.343	203.577	25.264	14.751

*Año 2019 se incorporan datos de unidad de generación IEM de Mejillones.

Huella del Agua en cifras

Huella del Agua (millones de Nm ³ /año)	1,4 2019	1,7 2020
--	--------------------	--------------------

Consumo específico de agua (Nm ³ /MWh-bruto)	0,24 2019	0,22 2020
---	---------------------	---------------------

6.2.6 Eficiencia Energética

En 2020, nuestro consumo energético se elevó a 63.453.509 GJ, lo que representa un aumento de 22,6% respecto del registrado en 2019.

Consumo Energético (Eficiencia Energética) (GJ)	2019	2020	Definición
GJ de energía total consumida	51.740.073	63.453.509	Consumo de energía eléctrica (Servicios Auxiliares En Servicio) + Consumo de combustibles (carbón, gas, diésel, biomasa).
GJ de energía eléctrica consumida	1.481.396	1.810.335	Consumo de energía eléctrica (Servicios Auxiliares En Servicio)
GJ de combustible consumido	50.258.677	61.643.174	Consumo de combustibles (carbón, gas, diésel, biomasa).
Combustibles de fuentes renovables	0	0	Biomasa
Combustibles de fuentes no renovables	50.258.677	61.643.174	Carbón, gas, diésel



6.2.7 Huella de Carbono

En 2020, nuestras emisiones de GEI (*) llegaron a 4,68 millones de toneladas de CO₂ eq, una cifra 13,8% mayor que la registrada en 2019, de 4,11 millones de ton CO₂ eq. Este aumento se explica por una mayor generación y disponibilidad de nuestra central a carbón IEM de Mejillones, la última unidad térmica que construimos.

A pesar de este resultado puntual, nuestras emisiones han caído sustancialmente en los últimos años, en línea con el compromiso asumido por el Grupo ENGIE de reducir en un 52% sus emisiones de CO₂ al año 2030, tomando como año base 2017. Esto significa para ENGIE Energía Chile una reducción de 43 millones de toneladas durante este período.

En sintonía con esta declaración, al cierre de 2020 logramos bajar en 19,2% las 5,7 millones de toneladas de CO₂ que registramos en 2017 como emisiones de nuestras unidades termoeléctricas.

Estos esfuerzos por rebajar la huella de carbono corporativa se han visto favorecidos por el plan de descarbonización de la empresa, que en la práctica ha significado disminuir significativamente las operaciones de nuestras unidades termoeléctricas.

En el marco de esta gestión, en 2020 pagamos por concepto de impuestos verdes cerca de MMUS\$21,1 por las emisiones del año 2019. Este valor es, aproximadamente, un 12% menor respecto del registrado el año anterior.

6.2.8 Emisiones de Material Particulado

En 2020, nuestras emisiones totales de MP se elevaron a cerca de 80 toneladas, una cifra 48% mayor respecto de la registrada en 2019 y que responde a la operación de la unidad IEM durante todo el período.

Por su parte, las emisiones de óxido de nitrógeno (NOx) y dióxido de azufre (SO₂) fueron de 4.099 toneladas y 2.999 toneladas, lo que representa una reducción de 4,4% y 14,2%, respectivamente, en comparación con 2019. Esta evolución fue consecuencia de una mejor operación de los sistemas de abatimiento.

Al respecto, cabe consignar que ENGIE Energía Chile monitorea desde hace varios años la calidad del aire en las ciudades de Tocopilla y Mejillones. De acuerdo con estas mediciones, ambas ciudades muestran índices de SO₂ en línea con los parámetros establecidos en la Norma Primaria que sobre estas materias comenzó a aplicarse en mayo de 2019. Por lo mismo, dicha regulación no genera efectos en nuestras operaciones.

Durante el último año, la concentración media anual de MP10 en Tocopilla llegó a los 31 microgramos/m³N. Este nivel está muy por debajo de las exigencias que establece la norma de calidad del aire para material particulado respirable, en una zona clasificada como limpia desde el punto de vista de este parámetro.

Emisiones MP Total (ton/año)	56,3 2019	79,8 2020
Emisiones NOx (ton/año)	4.288 2019	4.099 2020
Emisiones SOx (ton/año)	3.496 2019	2.999 2020

DESGLOSE EMISIONES AL AIRE

(en microgramos/m ³ N)	2019	2020
Concentración media anual MP2,5 Tocopilla	12	8
Concentración media anual MP2,5 Mejillones	12	6
Concentración media anual MP10 Tocopilla	33	31
Concentración media anual MP10 Mejillones	22*	12

* Esta variación se explica por la entrada e operaciones de IEM.

CONCENTRACIONES DE SO₂ (MICROGRAMOS/M³ N)

	MEJILLONES			TOCOPILLA		
	Horario	Diario	Anual	Horario	Diario	Anual
AÑO 2020	10,9	8,8	3,4	25,8	16,3	6,1
NORMA ANTERIOR	No existe	250	80	No existe	250	80
NORMA NUEVA (MAYO 2019)	350	150	60	350	150	60



Huella de Carbono en cifras

Emisiones GEI (millones toneladas CO₂ eq)	5,7 2017	4,76 2018	4,11 2019	4,68 2020
Intensidad Huella de Carbono (ton CO₂ eq / MWh)	0,89 2017	0,84 2018	0,66 2019	0,67 2020

* 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 toneladas de CO₂ y la equivalencia de Gases GEI (SF₆, NOx y SO₂) a ton de CO₂ e.

6.3 Salud y Seguridad en el Trabajo

¿POR QUÉ ES IMPORTANTE?

En línea con lo que establece nuestro sistema integrado de gestión, en ENGIE Energía Chile consideramos como objetivo estratégico proporcionar condiciones laborales seguras y saludables que permitan prevenir lesiones y/o evitar el deterioro de la salud de todos los colaboradores durante el desarrollo de su actividad.



¿CÓMO LO ABORDAMOS?

Desde esa perspectiva, involucramos en la gestión de la seguridad laboral a toda la organización y monitoreamos sus resultados en función de metas asociadas al Balanced Scorecard.

Para los temas de SST, nuestro sistema de gestión está basado hasta hoy en la certificación OHSAS 18001. Para 2021, nuestro objetivo es migrar hacia la certificación ISO 45.001.

Como parte de nuestra gestión permanente, desarrollamos planes orientados a promover un comportamiento seguro y efectuamos evaluaciones que nos permiten identificar las brechas en forma oportuna, las que se abordan con iniciativas específicas de mejora continua.

6.3.1 Hitos de la Gestión en Salud y Seguridad en el Trabajo

En 2020, más allá del foco que asignamos al manejo y control de la pandemia (ver más en Capítulo Gestión Operacional), dimos continuidad a la mayor parte de las medidas que adoptamos durante el ejercicio anterior con el fin de reducir el número de Eventos con Alto Potencial (Hipos) y promover la prevención.

Entre estas acciones destacaron el reforzamiento de los procesos de aprobación de permisos, el desarrollo de intervenciones culturales para fortalecer la cultura del autocuidado y la "tolerancia cero" con los incumplimientos.

En el contexto de esta labor, algunos de nuestros principales avances fueron los siguientes:

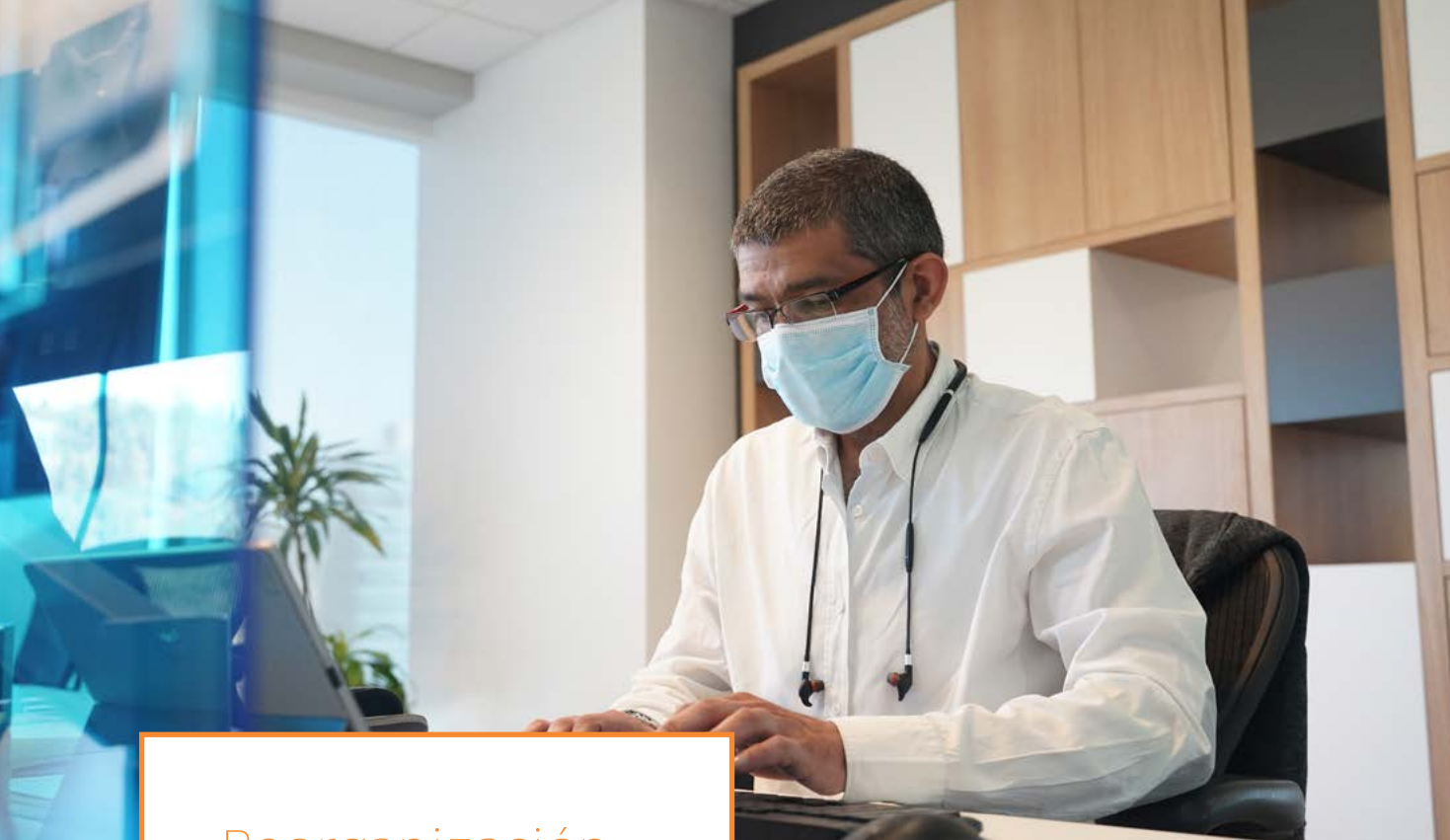
- Registramos tres accidentes con tiempo perdido, ninguno de ellos grave. Dos afectaron a trabajadores contratistas y uno a un colaborador propio.
- Cerramos el período con un Índice de Frecuencia histórico de 0,61, mucho menor que el alcanzado en 2019, de 1,25.
- Registramos siete Eventos con Alto Potencial (Hipo). Todos ellos se derivaron de excesos de velocidad, sin reincidencia.
- Mantuvimos nuestro trabajo con los comités paritarios y organizamos nuevamente nuestros Paneles de Contratistas. Estas son reuniones que efectuamos con las empresas que tienen personal en nuestras instalaciones, en las que abordamos sus brechas y analizamos los planes de acción.
- En nuestras campañas de sensibilización, priorizamos el comportamiento seguro. Todos nuestros comunicados corporativos incorporaron mensajes del área de seguridad y salud para reforzar el concepto "Cuídate".



- Totalizamos 13.800 horas de capacitación en SST, lo que nos permitió alcanzar un promedio de 18 horas de capacitación anual por persona.
- Desarrollamos simulacros de rescate en altura y de respuesta ante derrames de sustancias peligrosas.
- Nuestro plan anual de capacitación tuvo un componente técnico y otro normativo. En ese marco, realizamos talleres sobre permisos de trabajo, sistemas de bloqueo y manejo de manual de carga, entre otras materias.
- No aplicamos la Encuesta de Riesgos Psicosociales.

Durante la última semana de diciembre, sin embargo, lamentamos el fallecimiento de un trabajador contratista, hecho que al cierre de esta Memoria estaba en proceso de investigación. El accidente se produjo en el contexto de la construcción de una torre del proyecto El Rosal (en la Región del Biobío) y se originó por una caída en altura.

Cabe consignar que, para evitar los riesgos asociados a estas tareas, la empresa desarrolla planes de acción y Task force, certifica la experiencia en entrenamiento y efectúa inspecciones cruzadas "fresh eyes", además de revisar los procesos de calificación-contratación de cada uno de nuestros contratistas y colaboradores.



Reorganización del área de seguridad

Hasta 2019, en ENGIE Energía Chile contábamos con un modelo de salud y seguridad dividido por zonas, en el que cada responsable de instalación respondía a su respectiva unidad de negocio. Esa modalidad de trabajo no permitía visualizar integralmente los eventos.

Por lo mismo, decidimos incorporar a estos profesionales en la Gerencia de Prevención, lo que fortaleció la unidad y nos ayudó a desarrollar una gestión más flexible.

A partir de entonces, en su condición de staff, el área de Prevención ofrece asesoría especializada a las gerencias y entrega la responsabilidad de ejecución en salud y seguridad a las propias operaciones.

6.3.2 Desafíos en Salud y Seguridad de los Proyectos Renovables

La incorporación de numerosos proyectos de energías renovables a nuestras operaciones, más que un cambio en los lineamientos de seguridad y salud, significará desarrollar una nueva forma de atención para unidades más dispersas geográficamente y con menos personal. Esto plantea a la Gerencia de Prevención el desafío de ser cada vez más ágil en la entrega de sus servicios.

En lo que se refiere a riesgos laborales, los proyectos renovables involucran actividades muy acotadas, a diferencia de lo que ocurre -por ejemplo- con las plantas a carbón, en donde existen tareas, procesos y productos más peligrosos. Esto permite una gestión en salud y seguridad más ordenada.

Aun así, hay instalaciones que -por sus características y emplazamiento- implican complejidades adicionales en términos de salud y seguridad. Es lo que sucede con las unidades localizadas en áreas aisladas, como Visviri, que exigen condiciones específicas de salud para sus operarios. En estos casos, otro desafío está en la entrega oportuna de atención de emergencia, considerando la distancia a la que se encuentran de los centros de salud.

6.3.3 Nuestro Sistema de Gestión en SST

ENGIE Energía Chile cuenta desde hace varios años con un sistema de integrado de gestión basado, para los temas de Seguridad y Salud Ocupacional, en la norma OHSAS 18.001 y, a partir de 2021, en la norma ISO 45.001.

Conocido internamente como “Más Simple”, este sistema establece los criterios operativos en los ámbitos de Calidad, Medio Ambiente, Ética, y Seguridad y Salud Ocupacional, que la empresa considera fundamentales para cumplir con sus objetivos estratégicos y asegurar su sostenibilidad en el tiempo.

En materia de Salud y Seguridad, este sistema define como objetivos corporativos prioritarios “Proporcionar condiciones laborales seguras y saludables que permitan prevenir lesiones y/o evitar el deterioro de la salud de todos los colaboradores durante el desarrollo de su actividad”, así como también “Establecer procesos para la eliminación y control de peligros, y la reducción de riesgos para la seguridad y salud en el trabajo”.

La implementación y administración de este sistema para materias de salud y seguridad está a cargo de un grupo de profesionales internos de carácter multidisciplinario, entre los que se cuentan ingenieros civiles y comerciales y especialistas en recursos humanos, todos con vasta experiencia en la industria y en sus respectivas áreas de acción.

Al respecto, cabe precisar, además, que todas las instalaciones de la empresa disponen de una estructura para la gestión de los peligros y riesgos en salud y seguridad. Estas unidades están dirigidas por una Gerencia de Seguridad y Salud del Trabajo, que reporta a la Gerencia Corporativa de Operaciones.

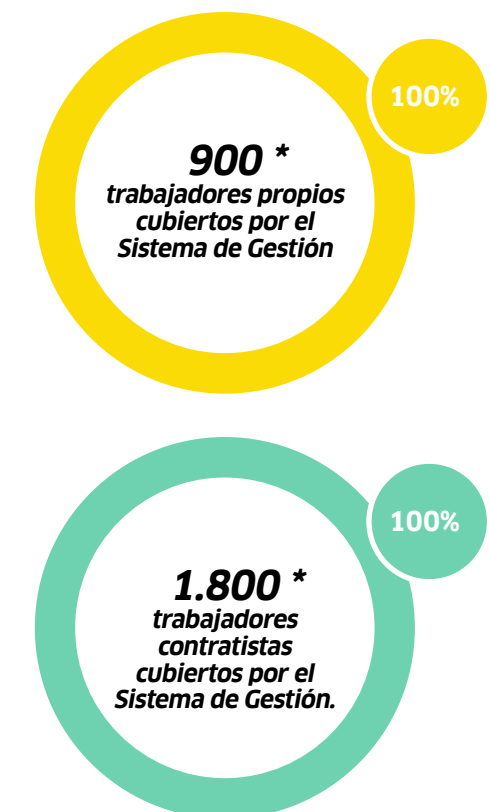
Al cierre de 2020, EECL contaba con 23 expertos en SST de nivel profesional, los que son apoyados en su labor por los 12 expertos externos que facilita la Asociación Chilena de Seguridad, organismo administrador en ENGIE Energía Chile. Por directriz de la compañía, asimismo, cada empresa contratista debe presentar al menos un experto en SST.

6.3.4 Mejora Continua

Administrado con recursos de ENGIE Energía Chile y certificado con entidades externas, “Más Simple” contempla procesos basados en los principios básicos de la mejora continua, que son: Planificar, Ejecutar, Verificar y Actuar. Como parte de este ciclo, el sistema aborda los casos a partir de la metodología ágil “SCRUM”.

Es responsabilidad del área a cargo de “Más Simple” en temas de SST registrar todos los casos en la base de datos del sistema y verificar que se cumplan las etapas de mejora continua en cada uno de sus programas.

COBERTURA DEL SISTEMA DE GESTIÓN EN SST DE ENGIE ENERGÍA CHILE



* En ENGIE Energía Chile, estos mismos universos de colaboradores propios y trabajadores contratistas cubiertos por el sistema de gestión están sujetos a auditorías internas y a auditorías externas.



6.3.5 Cómo identificamos los peligros, evaluamos los riesgos e investigamos incidentes

Todas las actividades y líneas de negocio de la compañía desarrollan una Matriz de Identificación, Evaluación y Gestión de Peligros y Riesgos.

En este marco, los procesos de todas nuestras actividades operan bajo un sistema que contempla las siguientes fases:



Anualmente, el área de Recursos Humanos desarrolla un plan de entrenamiento y capacitación que busca fortalecer las competencias técnicas y psicológicas de todos los colaboradores. En este programa se consideran actividades orientadas a asegurar la calidad de estos procesos y los conocimientos de los encargados.

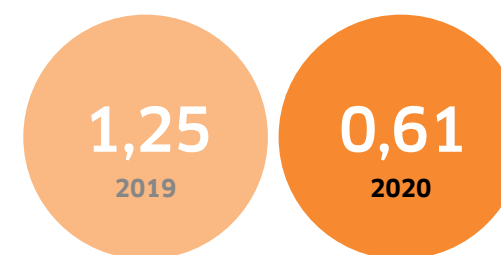
Todas las desviaciones, eventos de alto potencial (HIPOS) y accidentes que se detectan en la ejecución de estas tareas se analizan integralmente. Esta revisión se efectúa mediante la elaboración de un Análisis de Causa Raíz (ACR),

herramienta de mejora continua a partir de la cual se definen los planes de acción para evitar de nuevos incidentes.

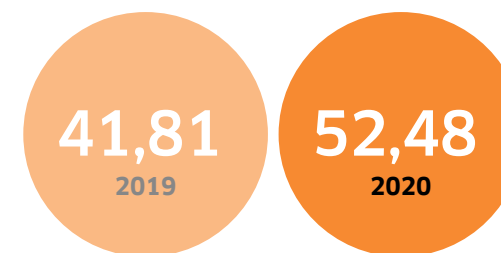
Las denuncias respecto de eventuales desviaciones o condiciones subestándar no involucran represalias para los trabajadores. Nuestros colaboradores pueden transmitir sus observaciones a través de la herramienta tecnológica "Operador Digital". En esta plataforma se evalúa, gestiona, cierra e informa al propio trabajador todo el ciclo de mejora que se aplicó a partir de su comunicación.

Salud y Seguridad en cifras

ÍNDICE DE FRECUENCIA



TASA DE GRAVEDAD



PRINCIPALES TIPOS DE LESIONES POR ACCIDENTE LABORAL ENTRE TRABAJADORES PROPIOS

- Quemadura leve
- Golpe extremidad leve



Totalizamos 13.800 horas de capacitación en SST, lo que nos permitió alcanzar un promedio de 18 horas de capacitación anual por persona.

Todos estos cursos son gratuitos para los trabajadores y se realizan en jornadas laborales, incluso aquellos que requieren traslados de ciudad o país, para los cuales la empresa cubre el costo de los vuelos, hoteles, taxis y servicios relacionados.

A través de su Unidad de Capacitaciones Técnicas, el área de RRHH realiza monitoreos, mediciones y evaluaciones para determinar la eficacia de estos planes y eventualmente identificar nuevas necesidades de formación.

6.3.7 Capacitación en Salud y Seguridad en el Trabajo

Los planes de capacitación en estas materias los define cada área de SST en función de sus propias necesidades. Estos programas abordan desde aspectos de cumplimiento legal a formación en políticas mandatorias del GRUPO ENGIE, desarrollo de habilidades para el control de riesgos mayores y certificaciones, entre otras dimensiones.

La definición de estos requerimientos se realiza con el apoyo de la Gerencia de RRHH y se traduce en una propuesta de trabajo conjunta que prepara el área respectiva.

Dependiendo de sus contenidos, los cursos se diseñan e imparten en modalidad presencial, semipresencial, online o a través de webinar y plataformas tecnológicas, entre otros formatos.

Principales cursos en SST realizados en 2020

PREVENCIÓN DE CONTAGIO DE COVID-19

NINGUNA VIDA EN RIESGO

ORIENTACIÓN EN PREVENCIÓN DE RIESGOS

PREVENCIÓN EN EL TELETRABAJO

USO DE EXTINTORES Y PRIMEROS AUXILIOS

PRIMERA RESPUESTA FRENTE A EMERGENCIAS DE SALUD

6.3.6 Participación de los Colaboradores

“Más Simple” define y establece los procesos para la consulta y participación de todos los colaboradores y sus representantes en el desarrollo, planificación, implementación y evaluación del desempeño y las acciones de mejora continua que se ejecuten en el marco del sistema de gestión. Esta participación involucra a los sindicatos y a los comités paritarios, y considera las revisiones en terreno que realizan los colaboradores y otras partes interesadas.

Los colaboradores de ENGIE Energía Chile están representados en los comités paritarios de higiene

y seguridad y en los comités de faena. Estos órganos se reúnen de manera mensual, tal como lo indica la legislación, y efectúan reuniones extraordinarias en caso de que requieran abordar inquietudes o necesidades particulares.

Los sindicatos, por su parte, también tienen una participación activa en los ámbitos de seguridad y salud en el trabajo. Estos temas los abordan en las reuniones mensuales que mantienen con la Gerencia Corporativa de Operaciones y con la Gerencia de Seguridad y Salud.

Comités Paritarios en ENGIE Energía Chile

2019	4 Número de Comités Paritarios que Operan en EECL	24 Trabajadores representados en Comités Paritarios	2,4% Porcentaje de trabajadores representados en Comités Paritarios
2020	4 Número de Comités Paritarios que Operan en EECL	24 Trabajadores representados en Comités Paritarios	2,7% Porcentaje de trabajadores representados en Comités Paritarios

Capacitación en prevención de riesgos en cifras

Colaboradores capacitados	387 2019	693 2020	Horas de capacitación totales en SST	5.096 2019	13.800 2020
----------------------------------	--------------------	--------------------	---	----------------------	-----------------------

6.4 Gestión de Proveedores

6.3.8 Fomento de la Salud Integral

En nuestra compañía, todos los colaboradores tienen acceso a servicios médicos de forma oportuna e idónea. Con esta finalidad, disponemos de un área de salud ocupacional que coordina y monitorea las necesidades de las personas. Además, contamos con un área médica general, que funciona en un centro de atención habilitado en Tocopilla, pero que asiste a cualquier colaborador de la organización, independientemente de su lugar de trabajo.

En 2020, el trabajo de esta unidad estuvo centrado en asesorar e implementar el plan de monitoreo y seguimiento de las condiciones para la prevención de contagios por COVID-19.

Esta área, además, monitorea de manera permanente aquellos parámetros físicos y psicológicos de índole no laboral que pueden afectar la salud general de nuestros colaboradores, como los Índices de Masa Corporal (IMC) y diabetes. En el contexto de la crisis sanitaria, como parte de esta labor de seguimiento, implementó un sistema de control del burnout, para detectar vulnerabilidades relacionadas con el estrés y agobio personal.

El trabajo que desarrollamos como empresa en estas materias está en sintonía con la legislación sobre resguardo de los antecedentes y datos privados de los colaboradores. Asimismo, protegemos estos antecedentes de modo de evitar que se usen para otorgar un trato preferente o desfavorable a ninguna persona.

¿POR QUÉ ES MATERIAL?

Aspiramos a construir con los proveedores un vínculo de confianza sustentado en la colaboración mutua y el desarrollo de una conducta ética en todos los procesos que componen la cadena de suministro, con un fuerte compromiso en el desarrollo en armonía con nuestro entorno.

¿CÓMO LO GESTIONAMOS?

Contamos con una Política de Compras cuyos lineamientos están dirigidos a la adquisición de bienes y servicios de manera eficiente y oportuna, garantizando al mismo tiempo, a través de procesos transparentes y competitivos, un manejo ambiental responsable, con foco en la seguridad de las personas y en lograr un desarrollo íntegro de nuestros negocios, en relación con aspectos técnicos, económicos y sustentables, que permitan disponer de los bienes materiales y servicios adecuados que nuestras operaciones demandan a diario.





6.4.1 Nuevos Espacios de Relacionamento

Entre los principales objetivos de nuestra gestión durante el último año se destaca el fortalecimiento de las relaciones comerciales con los proveedores estratégicos de nuestra operación. Adicionalmente, como parte de la digitalización de procesos, uno de los pilares estratégicos de nuestra compañía, se habilitaron plataformas para la gestión de información desde y hacia nuestras empresas proveedoras. Algunos de estos nuevos espacios digitales son:



PLATAFORMA Ariba SOURCING Y NETWORK

La incorporación de esta plataforma permite la trazabilidad completa de los procesos de compra, garantizando la transparencia y equidad de los procesos desarrollados por la Gerencia de Abastecimiento de EECL. Este espacio permite realizar procesos de cotización y licitación en un ambiente digital seguro. Para participar de estas instancias, los proveedores deberán inscribirse -sin costo asociado- en esta plataforma.

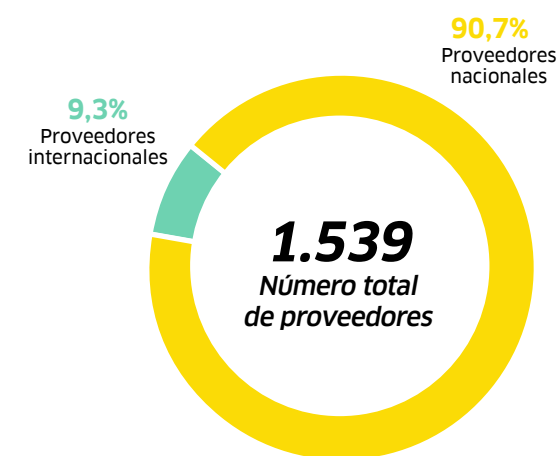
Objetivo 2021: promover el uso de esta herramienta a través de programas de capacitación para los proveedores.

PORTAL DE PROVEEDORES FEBOS

Esta plataforma facilitará la autogestión del proveedor tanto en su proceso de enrolamiento como en la consulta general de información de procesos entre EECL y la empresa proveedora. En noviembre 2020 invitamos a sumarse a este espacio a más de 1.300 proveedores de bienes y servicios a los que solicitamos compras durante 2019. A diciembre 2020, 160 de estas empresas ya se encontraban operando en este portal.

Objetivo en 2021: convocar a aquellos proveedores que aún no se encuentran habilitados; asimismo, se espera desarrollar un instructivo y planes de capacitación para facilitar el uso de esta plataforma.

Proveedores de ENGIE Energía Chile en cifras



MUS\$ 149
Total de compras a proveedores nacionales

MUS\$ 399
Total de compras a proveedores internacionales

139
NÚMERO DE EMPRESAS CONTRATISTAS CON PERSONAL EN NUESTRAS INSTALACIONES

1.233
TOTAL TRABAJADORES DE EMPRESAS CONTRATISTAS

MUS\$ 548
Monto total pagado a proveedores en 2020

6.4.2 Pago a Proveedores

Durante 2020 se desarrollaron políticas y procedimientos de pago oportuno a nuestros proveedores. Entre las mejoras llevadas a cabo como resultado de este trabajo se destacan:

- Generamos políticas de pago oportuno a proveedores estratégicos y una estrategia de alineamiento con la nueva Ley de Pago a Proveedores.
- Modificamos la disposición de pago estándar a nuestros proveedores desde 30 a 25 días tras recepción de documento tributario, permitiendo así cumplir con nuestros compromisos de pago antes del vencimiento de la factura.
- Flexibilizamos el pago oportuno a proveedores con la implementación del pago contado contra recepción de documentos tributarios y la gestión de pagos anticipados en casos excepcionales, registrando esta modalidad un aumento en 2020 respecto de años anteriores, explicado principalmente por los requerimientos de pago asociados a la compra de insumos y servicios para la contingencia sanitaria.
- Analizamos el cumplimiento de la estrategia de pago acordada con los proveedores de servicios de administración y ajustamos aquellas condiciones de pago en SAP y de las respectivas OC que no estaban acordes con lo estipulado en contratos.
- Para 2021 nos propusimos como objetivo implementar una Política y Monitoreo de Pago oportuno a Proveedores.

Flexibilizamos el pago oportuno a proveedores con la implementación del pago contado.

6.4.3 Criterios de Selección y Evaluación

Nuestro proceso de selección de proveedores considera los lineamientos y directrices del Grupo ENGIE en sostenibilidad:

- pago oportuno de las leyes sociales de sus trabajadores, y
- promoción y respeto por el medio ambiente durante la prestación de los servicios / suministro de bienes a la compañía.

Para la ejecución de los proyectos renovables y de transmisión, nos hemos planteado como objetivo en 2021 incluir en la cadena de valor a proveedores locales. En línea con lo anterior, durante 2020 efectuamos un levantamiento de nuevos proveedores en nuestras áreas de influencia, identificando aquellos que corresponden a PYMES locales, que pudieran ser incorporados en nuestros procesos de compras y para los que estimamos pertinente generar un canon de pago particular.

A fin de compartir buenas prácticas con nuestras empresas externas, en diciembre 2020, como todos los años, enviamos a nuestros proveedores activos una carta de Conducta Ética, a través de la cual explicamos nuestro marco ético actual.

En 2021, nuestra aspiración es comenzar a incorporar criterios sociales y ambientales en la selección y evaluación de los proveedores.



Cumplimiento laboral

Durante el último año, desarrollamos un control exhaustivo del cumplimiento de las obligaciones laborales y sociales de nuestros contratistas recurrentes para con sus trabajadores, a través de una empresa tercera especializada en esta función. Este control también lo extendimos a los contratistas de servicios spot con dotación en nuestros sitios.

6.4.4 Otros Desafíos 2021 para la Gestión de Proveedores

- Incorporar la seguridad como criterio específico de evaluación del desempeño de los proveedores. Actualmente, sólo se consideran aspectos de calidad y plazos.
- Desarrollo e implementación de nuevas instancias de acercamiento con nuestros proveedores.
- Proceso de Categorización de Proveedores e implementación de Panel de Proveedores por categoría.
- Definición y monitoreo de los planes de acción que se derivan de la evaluación a los proveedores.
- Ampliación de la cartera de proveedores de bienes y servicios.

6.5 Empleo y Cultura

¿POR QUÉ ES IMPORTANTE?

Nuestra estrategia de crecimiento se desarrolla en un entorno de negocio que está cambiando como consecuencia de la transición a la carbono neutralidad, lo que representa un esfuerzo adaptativo permanente para nuestros colaboradores internos.

¿CÓMO LO GESTIONAMOS?

A través de nuestra gestión de la cultura interna, buscamos generar compromiso hacia nuestros objetivos y metas, para lo cual contamos con una serie de herramientas de comunicación, capacitación y de consultas que nos permiten evaluar la efectividad de las iniciativas que adoptamos.



En 2020, las dimensiones culturales que medimos a través de la encuesta ENGIE&ME obtuvieron puntuaciones superiores a todos los benchmark con que nos medimos.

6.5.1 Cultura

La pandemia puso a prueba nuestra consistencia y cohesión organizacional. Durante este período, nos preocupamos de que todas nuestras decisiones en Seguridad, Liderazgo y Cliente fueran coherentes con nuestro propósito, desafíos adaptativos y el contexto sanitario que enfrentamos. En esa dirección, implementamos planes de acción que luego evaluamos a partir del feedback que recogimos en consultas internas y a través de nuestros canales de comunicación.

En 2020, pusimos foco en el reforzamiento de nuestra comunicación organizacional. A la entrega de información permanente, incorporamos diferentes instancias de retroalimentación para asegurarnos de que nuestras medidas en seguridad y salud (física y emocional), fueran en la dirección correcta y respondieran adecuadamente a las necesidades e inquietudes de nuestros colaboradores. Los buenos resultados que conseguimos con estas iniciativas se explican en gran medida por la colaboración y el feedback permanente que nos entregaron los colaboradores.

Además, desarrollamos nuevos canales para mantener una comunicación fluida y directa entre la plana ejecutiva a cargo de las decisiones y la organización.

Abrimos instancias de diálogo directo entre colaboradores y jefes, y entre colaboradores y gerentes corporativos, para conocer las inquietudes y observaciones de nuestros colaboradores respecto de las medidas que se estaban implementando.



Adicionalmente, nos sumamos a una encuesta aplicada por el Grupo ENGIE a nivel regional, para monitorear la percepción de los colaboradores respecto de la gestión interna de la pandemia, su sentir y el apoyo que han recibido de la compañía. Uno de los aspectos consultados dice relación con el equilibrio entre vida personal y laboral. A partir de este diagnóstico, elaboramos el Programa ENGIE Life, que nace con la finalidad de promover un mejor balance.

Este año, también aplicamos nuestra encuesta ENGIE&ME, a través de la cual medimos el impacto de las acciones que implementamos para fortalecer los focos culturales.

Según esta consulta, y considerando especialmente los resultados asociados al pilar Seguridad, los colaboradores evaluaron positivamente la forma en que la compañía manejó la pandemia, una gestión que, además, calificaron “consistente” con la cultura corporativa.

Las puntuaciones obtenidas mostraron una evolución positiva en todas las categorías evaluadas, registrando resultados superiores a todos los benchmark con que nos medimos. Entre las mayores evoluciones destacaron “Sustainable Engagement”, “Safety” y “Leadership”, siendo esta última la categoría que experimentó un mayor crecimiento respecto de las evaluaciones de años anteriores.



Vamos **ENGIE**

Este 2020 trasladamos nuestras oficinas al edificio Titanium. Este cambio involucró una nueva forma de trabajar, con espacios abiertos de trabajo, sin oficinas privadas, con salas de reuniones, entre otras medidas. Para facilitar la adopción de este cambio creamos el programa Vamos Engie, que consideró la figura de los Embajadores, a cargo de explicar el cambio en la modalidad de trabajo, resolver las dudas, principalmente. También, incluyó a los Spoc, personas que cumplan el rol de punto de contacto para cada colaborador.



6.5.2 Compensación y beneficios

En 2020, mantuvimos nuestro sistema de compensaciones. En este marco, se siguieron pagando las asignaciones y bonos como un año normal. Adicionalmente, se llevó a cabo el proceso de incrementos por mérito y el pago de bonos por desempeño.

Como consecuencia de la pandemia y considerando la modalidad de teletrabajo, se cambió el beneficio del Cheque Restaurant por una asignación en efectivo, dando mayor flexibilidad a los colaboradores en el uso de este beneficio.

En materia de beneficios, lanzamos el programa de beneficios flexibles "Beneflex", como parte del

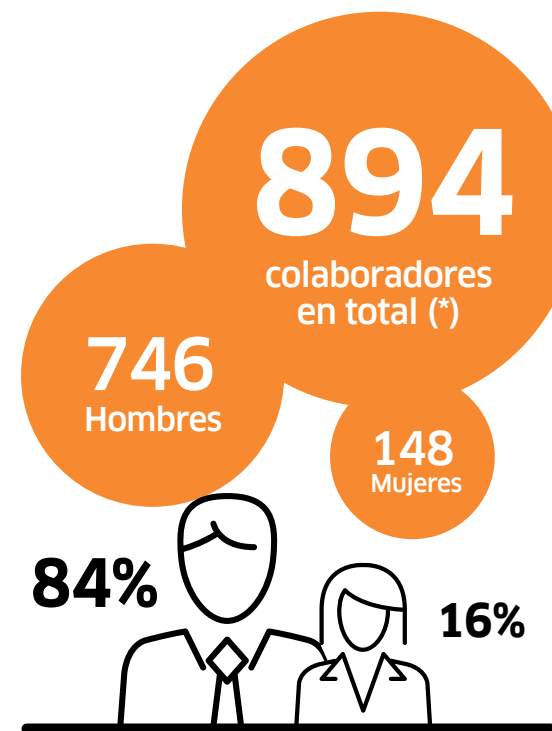
sistema de compensaciones para las posiciones más altas. Este nuevo programa consiste en otorgarles a los ejecutivos una bolsa de dinero, permitiéndoles elegir aquellos beneficios que mejor responden a sus necesidades, según su grupo etario y familiar. Este cambio está alineado con la nueva forma de trabajar que entendemos que llegó para quedarse, más allá de la pandemia, otorgando flexibilidad y una mejor experiencia al colaborador.

Desafíos 2021

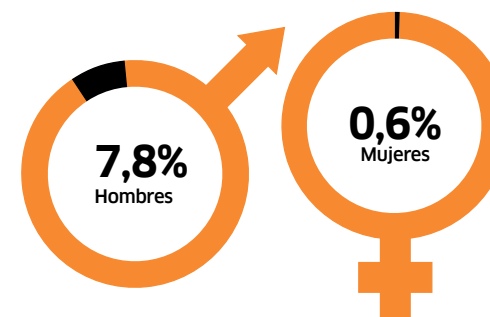
CONSIDERANDO LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Desarrollar herramientas que nos ayuden a automatizar los procesos, facilitando a los colaboradores su experiencia con sus requerimientos y beneficios.

Nuestra dotación en cifras



PORCENTAJE DE ROTACIÓN ANUAL POR GÉNERO 2020



NÚMERO DE PERSONAS POR TIPO DE CONTRATO (*)

Trabajadores permanentes



Trabajadores temporales



Trabajadores en jornada completa



Trabajadores en media jornada



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

6.6 Formación y Desarrollo

¿POR QUÉ ES IMPORTANTE?

Nuestro negocio requiere de personas creativas, con liderazgo y los conocimientos necesarios para responder de manera ágil a las necesidades de nuestros clientes.

¿CÓMO LO GESTIONAMOS?

Gestionamos este aspecto a través de un modelo de capacitación que entrega a nuestros colaboradores las competencias que requieren para enfrentar con éxito los desafíos de nuestro negocio.



6.6.1 Formación

A través de nuestro modelo de capacitación abordamos las habilidades y competencias que conllevan nuestros focos culturales, así como las competencias técnicas que requieren nuestros colaboradores para realizar su trabajo.

En el marco de nuestro plan anual de formación, en 2020, nuestra inversión en capacitación en ENGIE Energía Chile ascendió a US\$275.511. Durante el último año entregamos a los colaboradores un total de 27.619 horas de capacitación. Esto nos permitió alcanzar un promedio de 34 horas formativas por persona.

Entre los ámbitos abordados, realizamos un amplio programa de capacitación para el área de mantenimiento en línea con los cambios que estamos implementando en esa área.

6.6.2 Liderazgo

En el marco de la pandemia nos enfocamos en potenciar las habilidades y competencias de nuestros líderes para que pudieran apoyar a sus colaboradores a través de iniciativas específicas y de nuestro plan anual de liderazgo. Entre las primeras iniciativas está el Programa Líderes en Acción, que consideró los siguientes talleres:

- **Liderando en tiempos de crisis:** abordó manejo de comunicaciones, toma ágil y rápida de decisiones, cercanía con los colaboradores, reuniones virtuales y contención emocional de las personas durante la pandemia.
- **Primeros auxilios psicológicos:** consideró el traspaso de herramientas para entregar una primera contención.
- **Bienestar en tiempo de crisis:** entregó contenidos que permiten a los líderes ayudar a sus equipos a rescatar aspectos positivos en contextos complejos.

También desarrollamos talleres dirigidos a jefaturas y personas que se desempeñan en los sitios, que incluyeron apoyo psicológico y contención emocional por los impactos de la pandemia.

A través del Programa de Liderazgo anual fortalecimos las competencias y habilidades que se requieren para afrontar las circunstancias que estábamos viviendo. Por ejemplo:

- Entrega de feedback a sus reportes.
- Herramientas de coaching para evaluar desempeño y desarrollo.
- Charlas legales y de finanzas.



Un 99% de los empleados en ENGIE Energía Chile realizó su evaluación de desempeño en 2020 en formato virtual.

6.6.3 Evaluación de Desempeño

En 2020, a pesar de las complicaciones derivadas de la contingencia, ejecutamos nuestro proceso de evaluación de desempeño con una tasa de 99% de participación de colaboradores.

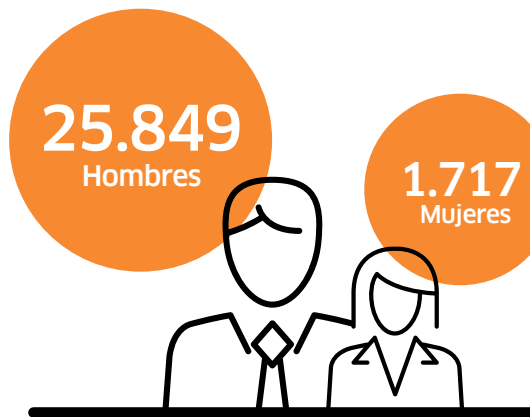
La evaluación y el feedback de desempeño no solo están enfocados en el qué, que vendrían a ser nuestros objetivos/planes, sino también en el cómo, que está asociado a nuestros comportamientos y el "Leadership Way".

6.6.4 Inducción

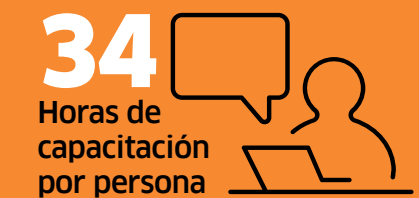
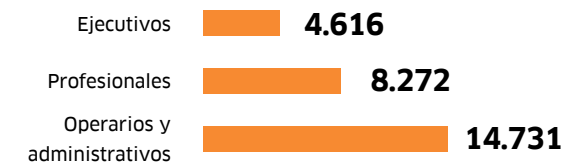
Durante el último año, también mantuvimos activo nuestro proceso de reclutamiento. En este ámbito, uno de nuestros avances fue trasladar a un formato virtual los procesos de inducción y bienvenida. Esta modalidad implicó desafíos logísticos, por cuanto involucró transportar todos los implementos necesarios para el trabajo (como sillas, computadores, tarjeta de alimentación y otros) a los domicilios de los nuevos colaboradores, para que pudieran realizar la Inducción Corporativa en su primer día en la empresa. En esa línea, también continuamos ejecutando nuestro programa de tutores, que son quienes se encargan de guiar a los recién llegados. En entrevistas posteriores, los nuevos ingresos valoraron positivamente este esfuerzo y destacaron su cercanía.

Capacitación en cifras

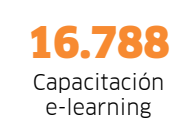
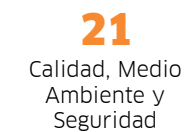
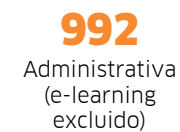
HORAS DE CAPACITACIÓN POR GÉNERO



HORAS DE CAPACITACIÓN POR CARGO



TOTAL HORAS DE CAPACITACIÓN POR ÁREA FORMATIVA



6.7 Diversidad e Inclusión

¿POR QUÉ ES IMPORTANTE?

Nuestra estrategia de sostenibilidad está enfocada en brindar un entorno laboral seguro, que ofrece condiciones de desarrollo para todos, sin distinciones de género.

¿CÓMO LO GESTIONAMOS?

Tenemos un plan de trabajo que incluye compromisos y metas de mediano y largo plazo para lograr la equidad de género en nuestra organización.



6.7.1 Equidad de género

En ENGIE Energía Chile trabajamos para aumentar la participación de las mujeres en la empresa y en nuestros cargos directivos en sintonía con la meta del 50% de mujeres en cargos ejecutivos que se propuso el Grupo ENGIE para el año 2030.

Con ese objetivo, en nuestros procesos de búsqueda de nuevos talentos siempre incorporamos mujeres entre los postulantes, y a igualdad de condiciones de experiencia y conocimiento, optamos por las candidatas.

En este ámbito, durante 2020, nuestros principales avances fueron:

- Comenzamos el diseño de un Plan de Diversidad.
- Realizamos un diagnóstico basado en los 7 Principios para el Empoderamiento de las Mujeres, de la ONU, para determinar nuestras brechas en materia de políticas internas, concientización y equidad salarial.
- Organizamos charlas de sensibilización sobre sesgos inconscientes para líderes y colaboradores.
- Desplegamos una campaña comunicacional orientada a destacar a mujeres que en la actualidad desempeñan roles tradicionalmente ocupados por hombres.



6.7.2 Inclusión

Durante el último año, elaboramos con el apoyo de una empresa asesora un plan de inclusión que implementaremos en 2021. Este programa contemplará un diagnóstico para indagar cuánto saben nuestros colaboradores sobre esta materia. También incluirá charlas de sensibilización y una exhaustiva revisión de nuestras instalaciones, con el objetivo de detectar y ejecutar las adecuaciones requeridas.

Adicionalmente, como parte de este plan, realizaremos una capacitación específica para la Gerencia de Personas, a partir de la cual queremos aprender a diseñar entrevistas de selección y búsquedas inclusivas, entre otros procesos.

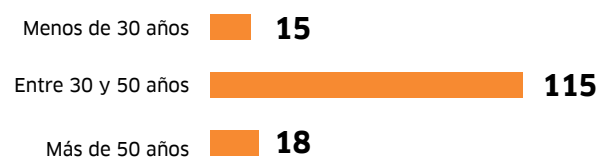
Nuestros desafíos 2021

AVANZAR EN NUESTRO PLAN DE DIVERSIDAD CON ENFOQUE DE GÉNERO

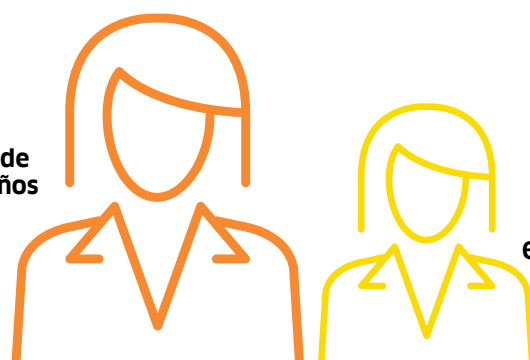
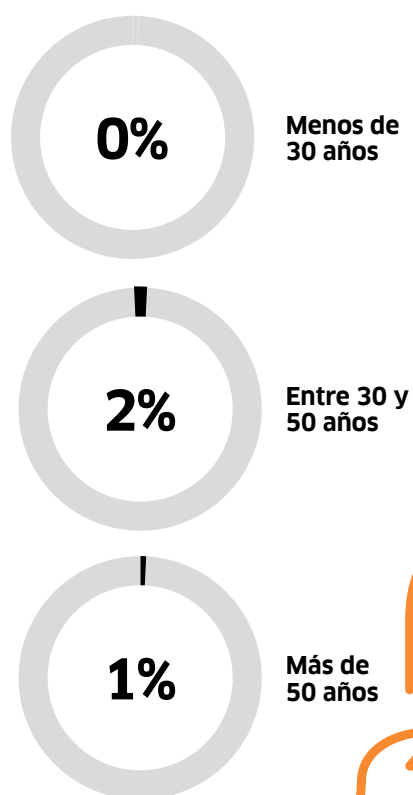
- Elaborar un plan de beneficios que aporte a la diversidad.
- Trabajar en un plan de trabajo específico con las mujeres.

Inclusión y diversidad en ENGIE Energía Chile 2020

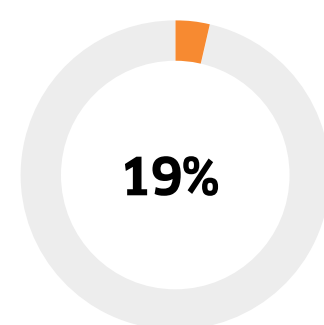
DOTACIÓN DE MUJERES POR EDAD



ROTACIÓN DE MUJERES POR EDAD

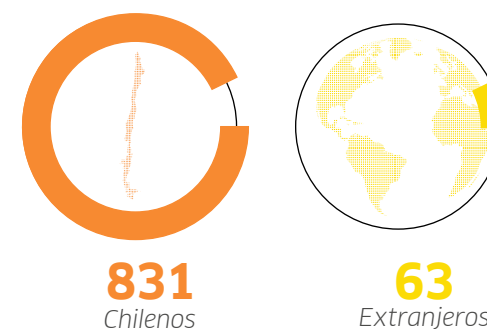


MUJERES EN CARGOS EJECUTIVOS Y JEFATURAS

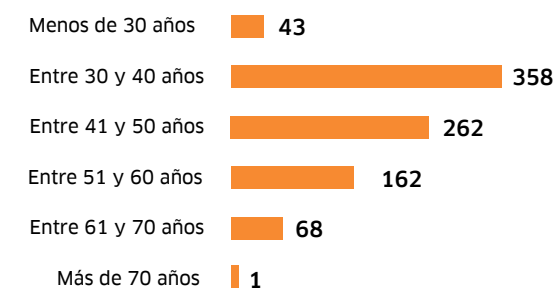


mujeres con cargos ejecutivos respecto del total de posiciones ejecutivas en la compañía.

COLABORADORES POR NACIONALIDAD



NÚMERO DE PERSONAS POR RANGO EDAD



NÚMERO DE PERSONAS POR ANTIGÜEDAD



6.7.3 Brecha salarial

En ENGIE Energía Chile, gestionamos el sistema de compensaciones a partir del modelo HAY. Esta metodología define niveles de remuneración de acuerdo al cargo, es decir considerando las funciones que realiza la posición, donde se evalúa el know-how, la solución de problemas y responsabilidad, permitiendo no tener sesgo o cualquier discriminación.

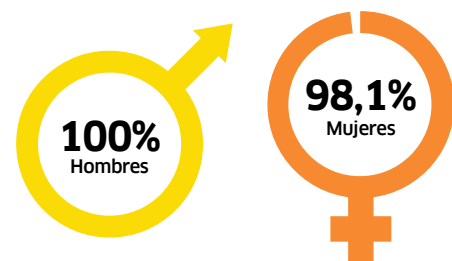
Considerando este enfoque, las diferencias entre las remuneraciones de mujeres y hombres que se podrían producir en la empresa responden a variables como antigüedad y especificidad de los cargos. De este modo:

- Las mayores brechas se observan en aquellos niveles donde hay una menor rotación y una alta antigüedad. Lo mismo ocurre con algunas posiciones para las cuales existen solo candidatos del género masculino. Por ejemplo jefaturas para la construcción de proyectos de renovables, que actualmente son muy demandados en el mercado.

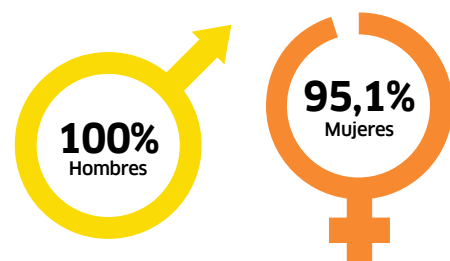
- En cambio, prácticamente no existen brechas en los niveles más altos, lo que se explica por su mayor movilidad.

BRECHA SALARIAL POR CARGO

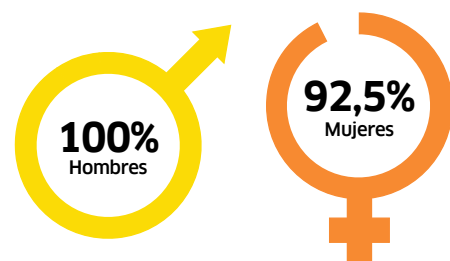
Ejecutivos



Profesionales nivel táctico



Operarios y Administrativos



6.7.4 Relación con sindicatos

En 2020, las relaciones entre la compañía y sus sindicatos estuvieron centradas en la definición conjunta de gran parte de los planes de contingencia desarrollados para mantener la continuidad operacional y asegurar la salud de los colaboradores internos y externos durante la pandemia. En concreto, en el contexto de esta contingencia, los sindicatos:

- Facilitaron estos cambios con su disposición al diálogo, su comprensión y la negociación continua.
- Jugaron un rol de contención con sus socios, frente a la incertidumbre que produjo la pandemia.
- Fueron garantes en el cuidado de la salud y el bienestar de todos los trabajadores y sus familias.

Como resultado de esta cooperación permanente, se lograron impulsar una serie de iniciativas y acciones que resultaron claves en este período, entre las que destacan:

- Cambios de horarios y turnos de trabajo: se establecieron por seis meses turnos extendidos de 14 días de trabajo y 14 días de descanso.
- Protocolo de monitoreo, exámenes y seguimiento de casos.

- Sistema de Teletrabajo: esta modalidad se puso en marcha al momento de ser declarada la emergencia sanitaria y fue perfeccionada con la definición de una Política de Teletrabajo por parte de la empresa.

- Aplicación de medidas sanitarias extraordinarias en los sitios de trabajo, los desplazamientos, los casinos, las salas de operaciones y los mantenimientos programados.

- Habilitación de un campamento modular para el alojamiento de trabajadores de operaciones en Mejillones en tiempo récord.

- Diálogo semanal para dar a conocer e intercambiar con los sindicatos información sobre la evolución de la crisis.

(Ver más en capítulo Continuidad Operacional).

NEGOCIACIÓN COLECTIVA

Durante el último año, ENGIE Energía Chile también efectuó una negociación colectiva anticipada que involucró a cuatro de sus sindicatos. Este proceso se realizó de forma telemática, se extendió por dos meses y terminó con la firma de un acuerdo por 3 años.



DESAFÍOS 2021 EN RELACIONES LABORALES

- Proporcionar mecanismos transparentes de la relación laboral.
- Fomentar la participación e interacción con las organizaciones sindicales para construir una agenda común.
- Establecer una agenda y mesa de trabajo con frecuencia regular para atender las inquietudes, propuestas y mejoras planteadas por las organizaciones sindicales.

TASAS DE SINDICALIZACIÓN EN EECL

	2018	2019	2020
Número de sindicatos	7	7	7
% de sindicalización	84,42%	77,28%	77,56%
Cobertura convenios colectivos (N° personas en convenios)	723	653	660
Huelgas en el año	0	0	0
Número de años sin huelgas	14	15	16



CAPÍTULO 7

Antecedentes Legales y Riesgos

7.1 Antecedentes Legales/ 7.2 Informe Comité de Directores / 7.3 Hechos Relevantes / 7.4 Síntesis de Comentarios y Propositiones de Accionistas y del Comité de Directores / 7.5 Malla Societaria/ 7.6 Identificación de las Compañías Filiales y Coligadas/ 7.7 Factores de Riesgo



7.1 Antecedentes Legales

7.1.1 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.

7.1.2 Principales Modificaciones

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 estos 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 mantenimiento y reparación de sistemas eléctricos.

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

PRINCIPALES MODIFICACIONES

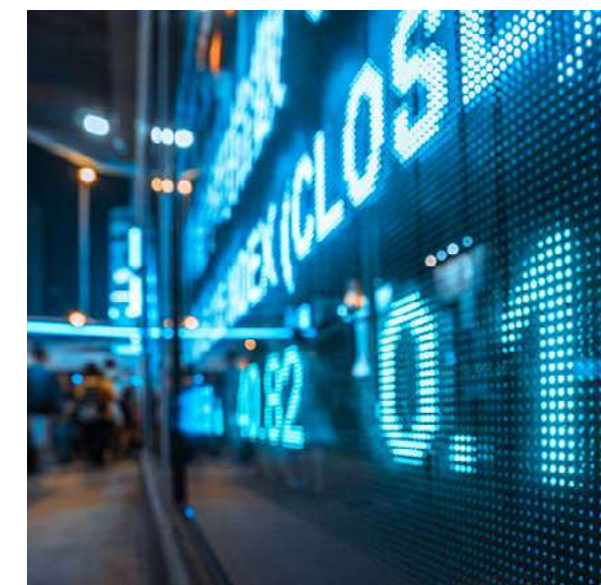
FECHA ESCRITURA PÚBLICA	MODIFICACIÓN	NOTARÍA	INSCRIPCIÓN	REGISTRO	PUBLICACIÓN DIARIO OFICIAL
30/09/1983	La sociedad (entonces Edelnor) se transformó en sociedad anónima abierta de duración indefinida, transada en las bolsas de valores del país.	Enrique Morgan Torres, Santiago.	Fojas 467, N° 244.	Registro de Comercio Conservador de Bienes Raíces de Antofagasta de 1983.	03/11/1983
09/11/1988	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.).	Vicente Castillo Fernández, Antofagasta.	Fojas 1.141, N° 437.	Conservador de Bienes Raíces de Antofagasta de 1988.	03/01/1989
13/03/2002	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.	María Soledad Santos Muñoz, Antofagasta.	Fojas 8.180, N° 6.673.	Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago de 2002.	23/03/2002

PRINCIPALES MODIFICACIONES (CONTINUACIÓN)

FECHA ESCRITURA PÚBLICA	MODIFICACIÓN	NOTARÍA	INSCRIPCIÓN	REGISTRO	PUBLICACIÓN DIARIO OFICIAL
02/06/2004	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.	Fernando Opazo Larraín, Santiago.	Fojas 17.684, N° 13.314.	Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago de 2004.	18/06/2004
29/12/2009	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.	Iván Torrealba Acevedo, Santiago.	Fojas 3.581, N° 23.	Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago de 2010.	22/01/2010
04/05/2010	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".	Iván Torrealba Acevedo, Santiago.	Fojas 22.767, N° 15.578.	Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago de 2010.	11/05/2010
30/03/2011	Declaró la disminución de capital social de pleno derecho.	Iván Torrealba Acevedo, Santiago.			
09/05/2016	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.".	Iván Torrealba Acevedo, Santiago	Fojas 34.238, N° 18.964.	Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago de 2016.	19/05/2016

7.1.3 Transacciones de Acciones por Partes Relacionadas

Durante el año 2020, no se informaron a la administración de ENGIE Energía Chile S.A. compras de acciones de la compañía por parte de su presidente, directores, gerente general y/o principales ejecutivos.



7.1.4 Propiedad

Nombre de los 12 Mayores Accionistas al 31 de Diciembre de 2020:

NOMBRE O RAZÓN SOCIAL	NÚMERO ACCIONES	TOTAL ACCIONES %
ENGIE Latam S.A.	631.924.219	59,99%
Banco Santander por cuenta de inversionistas extranjeros	35.480.295	3,37%
Banco de Chile por cuenta de State Street	31.315.100	2,97%
AFP Capital S.A. Fondo Tipo A	18.367.789	1,74%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo C	18.277.635	1,74%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo B	16.154.591	1,53%
AFP Capital S.A. Fondo Tipo B	15.899.652	1,51%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo A	15.232.414	1,45%
AFP Habitat S.A. Fondo Tipo A	15.014.763	1,43%
Moneda S.A. AFI Para Pionero Fondo de Inversión	14.744.000	1,40%
LarrainVial S.A. Corredora de Bolsa	13.065.953	1,24%
BCI Corredores de Bolsa S.A.	15.582.335	1,48%
Otros accionistas	212.251.030	20,15%
Total	1.053.309.776	100,00%

Tipo de accionistas

TIPO DE ACCIONISTA	NÚMERO DE ACCIONISTAS	PORCENTAJE POR TIPO DE ACCIONISTAS	NÚMERO DE ACCIONES PAGADAS
Persona Natural	4.669.766	0,44%	4.669.766
Inversinista institucional	1.048.640.010	99,56%	1.048.640.010
Total	1.053.309.776	100%	1.053.309.776

Transacciones en Bolsa ENGIE ENERGÍA CHILE 2020

PERÍODO	UNIDADES	MONTO	PRECIO MEDIO
1 trimestre	68.771.264	74.671.759.018	1.039
2 trimestre	94.796.067	96.061.469.567	1.025
3 trimestre	51.590.387	55.535.099.348	1.037
4 trimestre	155.346.177	143.485.223.674	868

7.1.5 Política de Dividendos

La política de dividendos de EECL, aprobada en Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el martes 28 de abril de 2020, 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, se procurará que la distribución de utilidades de cada ejercicio se lleve a cabo mediante el reparto de dividendos provisorios, sobre la base de los resultados de los estados financieros de los primeros tres trimestres, más el dividendo definitivo a repartir en el mes de mayo de cada año.

Durante 2019, el Directorio de la compañía, en su sesión celebrada con fecha 28 de mayo de 2019, aprobó repartir como dividendo provisorio

a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2019 la cantidad de US\$50.000.000, correspondiendo un dividendo de US\$0,047469416 por acción, que fue pagado el 21 de junio de 2019, en su equivalente en moneda nacional.

El día 13 de diciembre de 2019, la compañía pagó un segundo dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio 2019 por la cantidad de US\$40 millones, o US\$0,03798 por acción, según lo aprobado por el Directorio de la compañía el 26 de noviembre de 2019.

El día 28 de abril de 2020, en la Junta Ordinaria de Accionistas, se acordó no repartir un dividendo definitivo a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2019 en consideración al surgimiento de la pandemia COVID-19. Con esto, los dividendos totales con cargo a las utilidades del ejercicio 2019 ascendieron a la cantidad de US\$90 millones, equivalentes al 81% de la utilidad neta del ejercicio, que fue de US\$110,8 millones.

El 27 de octubre de 2020 el Directorio de la compañía aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio 2020 por la cantidad de US\$66,6 millones, correspondiendo a un dividendo de US\$0,0632310625 por acción, que se pagó a los accionistas el día 30 de noviembre en su

equivalente en pesos según el tipo de cambio del dólar observado publicado en el Diario Oficial el día 23 de noviembre.

Los pagos de dividendos efectuados desde 2010 se presentan en el siguiente cuadro:

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 de 2010	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2009)	77,7	0,07370
4 de mayo de 2010	Adicional (a cuenta de resultados netos de 2009)	1,9	0,00180
5 de mayo de 2011	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2010)	100,1	0,09505
25 de agosto de 2011	Provisorio (a cuenta de resultados de 2011)	25,0	0,02373
16 de mayo de 2012	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2011)	64,3	0,06104
16 de mayo de 2013	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2012)	56,2	0,05333
23 de mayo de 2014	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2013)	39,6	0,03758
30 de septiembre de 2014	Provisorio (a cuenta de resultados de 2014)	7,0	0,00665
27 de mayo de 2015	Definitivo (a cuenta de resultados netos de 2014)	19,7	0,01869
23 de octubre 2015	Provisorio (a cuenta de resultados de 2015)	13,5	0,01280
22 de enero de 2016	Provisorio (a cuenta de resultados de 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 de 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	Provisorio (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 de 2019)	50,0	0,04747
13 de diciembre de 2019	Provisorio (a cuenta de resultados de 2019)	40,0	0,03798
30 de noviembre de 2020	Provisorio (a cuenta de resultados de 2020)	66,6	0,06323

7.1.6 Marcas, Patentes, Licencias, Franquicias, Royalties y/o Concesiones a Diciembre 2019

MARCA	Nº SOLICITUD	TIPO	CLASE(S)	FECHA SOLICITUD	ESTADO	Nº REGISTRO	FECHA REGISTRO	COBERTURA	TITULAR	FECHA VENCIMIENTO
CENTRAL TERMOELÉCTRICA ANDINA	848563	Denominativa	37 39 40 42	17-12-08	Registrada	873762	25-01-10	Servicios	Central Termoeléctrica Andina S.A.	25-01-30
CTA	848564	Denominativa	37 39 40 42	17-12-08	Registrada	1027608	2/8/13	Servicios	Central Termoeléctrica Andina S.A.	2/8/23
PUERTO ANDINO	1249504	Denominativa	36	6/4/17	Registrada	1259247	14-09-17	Servicios	Central Termoeléctrica Andina S.A.	14-09-27
PUERTO ANDINO	1249505	Denominativa	37	6/4/17	Registrada	1269674	15-02-18	Servicios	Central Termoeléctrica Andina S.A.	15-02-28
PUERTO ANDINO	1249507	Denominativa	39	6/4/17	Registrada	1265467	13-12-17	Servicios	Central Termoeléctrica Andina S.A.	13-12-27
PUERTO ANDINO	1249508	Denominativa	42	6/4/17	Registrada	1261415	18-10-17	Servicios	Central Termoeléctrica Andina S.A.	18-10-27
PUERTO DE TOCOPILLA	979777	Denominativa	39	18-11-11	Registrada	945854	18-01-12	Servicios	Electroandina S.A.	18-01-22
	1081618	Etiqueta	35 36 37 38 39 40 42	6/11/13	Registrada	1066231	27-11-13	Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	27-11-23
	1081624	Etiqueta	35 36 37 38 39 40 42	6/11/13	Registrada	1069793	4/12/13	Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	4/12/23
DISTRINOR	1003230	Denominativa	39	17-04-12	Registrada	971387	21-06-12	Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	21-06-22
E.CL	329044	Mixta	04 09 16	28-02-20	Registrada	896784	10/9/20	Productos	ENGIE Energía Chile S.A.	10/9/30
E.CL	891537	Mixta	35 36 37 39 40 42	13-01-10	Registrada	942347	17-01-12	Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	17-01-22
E-CL GREEN	1164325	Mixta	37 39 40 42	30-07-15	Registrada	1218377	26-08-16	Servicios	E.CL S.A.	26-08-26
EDELNOR	329045	Denominativa	35 37 39 40	28-02-20	Registrada	905136	16-12-20	Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	16-12-30
EDELNOR	1037224	Denominativa	42	10/12/12	Registrada	1012123	18-02-13	Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	18-02-23
GNE GAS NATURAL ESENCIAL	1027237	Mixta	04 16 35 39 40	28-09-12	Registrada	1131771	9/10/14	Productos y Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	9/10/24
IMA	1309692	Denominativa	7	17-12-18	Registrada	1303829	14-08-19	Productos	ENGIE Energía Chile S.A.	14-08-29
IMA	1309694	Denominativa	9	17-12-18	Registrada	1298455	5/6/19	Productos	ENGIE Energía Chile S.A.	5/6/29
IMA	1309699	Denominativa	11	17-12-18	Registrada	1305934	12/9/19	Productos	ENGIE Energía Chile S.A.	12/9/29
IMA	1309703	Denominativa	35	17-12-18	Registrada	1311557	5/12/19	Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	5/12/29
IMA	1309704	Denominativa	36	17-12-18	Registrada	1300274	28-06-19	Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	28-06-29
IMA	1309706	Denominativa	37	17-12-18	Con Oposición			Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	
IMA	1309708	Denominativa	39	17-12-18	Registrada	1314736	17-01-20	Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	17-01-30
IMA	1309712	Denominativa	40	17-12-18	Registrada	1317093	25-02-20	Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	25-02-30
IMA	1309713	Denominativa	41	17-12-18	Registrada	1320764	23-04-20	Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	23-04-30
IMA	1309718	Denominativa	42	17-12-18	Con Oposición			Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	
Ima	1309722	Mixta	7	17-12-18	Registrada	1303830	14-08-19	Productos	ENGIE Energía Chile S.A.	14-08-29
Ima	1309728	Mixta	9	17-12-18	Registrada	1300275	28-06-19	Productos	ENGIE Energía Chile S.A.	28-06-29
Ima	1309729	Mixta	11	17-12-18	Registrada	1305935	12/9/19	Productos	ENGIE Energía Chile S.A.	12/9/29
Ima	1309731	Mixta	35	17-12-18	Registrada	1309642	12/11/19	Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	12/11/29
Ima	1309732	Mixta	36	17-12-18	Registrada	1300276	28-06-19	Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	28-06-29
Ima	1309734	Mixta	37	17-12-18	Con Oposición			Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	
Ima	1309736	Mixta	39	17-12-18	Registrada	1314737	17-01-20	Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	17-01-30
Ima	1309741	Mixta	40	17-12-18	Registrada	1317094	25-02-20	Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	25-02-30

MARCA	Nº SOLICITUD	TIPO	CLASE(S)	FECHA SOLICITUD	ESTADO	Nº REGISTRO	FECHA REGISTRO	COBERTURA	TITULAR	FECHA VENCIMIENTO
Ima	1309739	Mixta	41	17-12-18	Registrada	1320765	23-04-20	Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	23-04-30
Ima	1309740	Mixta	42	17-12-18	Con Oposición			Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	
T	811926	Mixta	39 40	18-03-08	Registrada	828494	29-05-08	Servicios	ENGIE Energía Chile S.A.	29-05-28
	809736	Etiqueta	39	29-02-08	Registrada	838560	9/1/09	Servicios	Gasoducto Nor Andino S.A.	27-02-28
	809737	Etiqueta	4	29-02-08	Registrada	847321	27-02-18	Productos	Gasoducto Nor Andino S.A.	27-02-28
GASODUCTO NOR ANDINO	942751	Denominativa	39	1/3/11	Registrada	917542	22-06-11	Servicios	Gasoducto Nor Andino S.A.	22-06-21
GASODUCTO NOR ANDINO	943489	Denominativa	4	8/3/11	Registrada	917823	30-05-11	Productos	Gasoducto Nor Andino S.A.	30-05-21
CTH	848565	Denominativa	37 39 40 42	17-12-08	Registrada	872006	7/1/10	Servicios	Inversiones Hornitos S.A.	7/1/30
HORNITOS	848566	Denominativa	37 39 40 42	17-12-08	Registrada	872007	7/1/10	Servicios	Inversiones Hornitos S.A.	7/1/30
TEN	1162942	Denominativa	37 39 40 42	20-07-15	Registrada	1232831	5/1/17	Servicios	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	5/1/27
TEN	1162940	Mixta	37 39 40 42	20-07-15	Registrada	1211970	7/7/16	Servicios	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	7/7/26
TEN	1375329	Mixta	37	23-09-20	En Trámite			Servicios	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	
TEN	1375330	Mixta	39	23-09-20	En Trámite			Servicios	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	
TEN	1375354	Mixta	40	23-09-20	En Trámite			Servicios	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	
TEN	1375355	Mixta	42	23-09-20	En Trámite			Servicios	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	
TEN UNA EMPRESA RED ELÉCTRICA INTERNACIONAL	1375356	Mixta	37	23-09-20	En Trámite			Servicios	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	
TEN UNA EMPRESA RED ELÉCTRICA INTERNACIONAL	1375331	Mixta	39	23-09-20	En Trámite			Servicios	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	
TEN UNA EMPRESA RED ELÉCTRICA INTERNACIONAL	1375332	Mixta	40	23-09-20	En Trámite			Servicios	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	
TEN UNA EMPRESA RED ELÉCTRICA INTERNACIONAL	1375333	Mixta	42	23-09-20	En Trámite			Servicios	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	

7.1.7 Principales Proveedores

Al 31 de diciembre de 2020, los principales proveedores de ENGIE Energía Chile, que en conjunto representan el 80% de las compras, son los siguientes:

REPUESTOS Y SERVICIOS PARA UNIDADES GENERADORAS

G.E. (General Electric)
ANSALDO ENERGÍA SPA
DOOSAN SKODA POWER SRO

REPUESTOS Y SERVICIOS GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

SIEMENS S.A.

ASEO INDUSTRIAL

SOC. POR ACCIONES LSV INDUSTRIAL SPA
ISS CHILE S.A.

EQUIPOS Y SERVICIOS TRANSMISIÓN PROYECTOS

SIEMENS
GRID SOLUTIONS
CRUZ Y DÁVILA INGENIEROS
TOZZI LATAM SPA

EQUIPOS PARQUES EÓLICOS

SIEMENS

INFRAESTRUCTURA

FLESAN MINERÍA

SERVICIOS SUBMARINOS

SOLMATEK SERVICIOS INDUSTRIALES

PROTECCIÓN INDUSTRIAL

SOCIEDAD DE MANTENCIÓN, CONSERVACIÓN Y REPARACIÓN S.A. (SOMACOR)

SOPORTE INFORMÁTICA

ACT

OPERACIÓN INDUSTRIAL

SOC MARÍTIMA Y COMERCIAL SOMARCO LTDA.
SERVICIOS INDUSTRIALES LIMITADA (AXINNTUS)
IMA INDUSTRIAL SPA
ADECCO RECURSOS HUMANOS S.A.
ABB S.A.
ARQUITECTURA Y CONSTRUCCIÓN WORKPLACE

SERVICIOS GASODUCTOS

COMGAS ANDINA

EQUIPOS PARQUE SOLARES

TRINA
SUNGROW

SUMINISTRO COMBUSTIBLE

COPEC

7.2 Informe 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° 598 celebrada el 28 de abril de 2020, 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 2020, 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 2020.
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 2020 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. Autorizar la compra a **Sociedad GNL Mejillones S.A.** de todo o parte del excedente de gas de que esta dispusiera en 2020 por concepto de remuneración de la mejor eficiencia en la regasificación y almacenamiento de gas (Sesión del Comité de fecha 28 de enero de 2020).



2. Autorizar la ampliación del contrato vigente con **Engie Services** para la prestación de servicios de operación y mantenimiento de la planta de caliza, con el fin de incluir mayores trabajos adicionales en el caso de emergencias fuera de la jornada de mantenimiento (Sesión del Comité de fecha 28 de enero de 2020).
3. Celebrar con **Electrabel Corporate HQ Benelux** un contrato para habilitar la plataforma de monitoreo ROBIN para las unidades CTM3 y 16 (Sesión del Comité de fecha 28 de enero de 2020).
4. Autorizar la regularización de las remuneraciones de los exgerentes de la Sociedad, mediante el reembolso por parte de las empresas relacionadas **Engie Latam y BU Hidrógeno** (Sesión del Comité de fecha 28 de enero de 2020).
5. Extender por 12 meses el contrato vigente con **Tractebel Engineering** para la prestación de servicios de soporte técnico y profesional de apoyo para el desarrollo de nuevos proyectos (Sesión del Comité de fecha 3 de marzo de 2020).
6. Extender hasta abril de 2021 el contrato de car sharing vigente con **Los Andes Rent a Car**, lo que incluye el pago de arriendo de vehículos (Sesión del Comité de fecha 3 de marzo de 2020).

7. Celebrar con **Engie Services** un contrato para la instalación de cargador eléctrico e instalación de caja magnética para guardar llaves de autos, a realizarse en las nuevas oficinas de la EECL (Sesión del Comité de fecha 3 de marzo de 2020).
8. Celebrar con **Engie Services** un contrato para el suministro de sistema de monitoreo para piloto de control de DSM del cliente Mall Plaza Antofagasta (Sesión del Comité de fecha 3 de marzo de 2020).
9. Regularizar el pago a **Engie University** por la participación de 7 trabajadores de EECL en el curso Challenge Up (Sesión del Comité de fecha 3 de marzo de 2020).
10. Autorizar la compra de medio cargo o un cargo completo de gas natural licuado a la empresa Total S.A., a la empresa relacionada **GEM** (ENGIE Trading) o a cualquier otro proveedor autorizado; y autorizar la celebración de un contrato de regasificación y almacenamiento para este efecto con **GNL Mejillones S.A.** y eventualmente con algún usuario de Terminal Use Agreement (TUA) (Sesión del Comité de fecha 31 de marzo de 2020).
11. Celebrar un contrato con **Engie Digital** para la prestación de servicios de monitorización y control de activos renovables a través de

la plataforma DARWIN WEB, con el objetivo de supervisar y controlar remotamente el funcionamiento de las centrales renovables en Chile (Sesión del Comité de fecha 28 de abril de 2020).

12. Autorizar la extensión hasta marzo de 2021 del contrato celebrado con **Engie Services** para la operación, mantención, calibración y emisión de reportes del Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones de la unidad IEM (Sesión del Comité de fecha 28 de abril de 2020).
13. Celebrar un contrato de subarrendamiento con **Transmisora Eléctrica del Norte S.A.** respecto de una superficie de 380 m² del piso 11 del edificio de Apoquindo 3721, con el fin de trasladar transitoriamente a dicha ubicación el Centro de Control de Despacho de EECL (Sesión del Comité de fecha 26 de mayo de 2020).
14. Celebrar un contrato con **Engie Services** para subcontratar con dicha empresa relacionada el servicio de limpieza de líneas en 23kV de Altonorte, y al mismo tiempo, para arrendar a Engie Services un camión lavador por el número de horas requerido para estos efectos (Sesión del Comité de fecha 26 de mayo de 2020).
15. Suscribir un finiquito respecto de los servicios prestados por **Engie Solar** en las etapas de desarrollo y procurement de los proyectos



fotovoltaicos Capricornio y Tamaya (Sesión del Comité de fecha 26 de mayo de 2020).

16. Celebrar con **Engie Solar** un contrato para la prestación de servicios de ingeniería para el proyecto fotovoltaico Coya (Sesión del Comité de fecha 26 de mayo de 2020).
17. Autorizar, dentro de las iniciativas del **Grupo Engie** de ayuda social, el aporte de iniciativas que involucran a empresas relacionadas (Sesión del Comité de fecha 26 de mayo de 2020).
18. Autorizar la compra de la Central Laja y el Parque Eólico Monte Redondo, a través de la compra de la totalidad de las acciones emitidas por **Eólica Monte Redondo S.A.** (Sesión del Comité de fecha 29 de mayo de 2020).
19. Celebrar con **ENGIE Energía Perú S.A.** un contrato marco bajo el formato "Master Administrative Services Agreements" (MASA) con el fin de prestar servicios de acceso a la plataforma de servidores en DataCenter SAP HEC en modalidad PaaS (Sesión del Comité de fecha 30 de junio de 2020).
20. Aprobar la realización de una licitación, a la que se podrá invitar a la empresa relacionada **GEM** (ENGIE Trading), para la compra de medio cargo o un cargo completo de gas natural licuado, ya sea individualmente o en

conjunto con Kelar S.A. y celebrar un contrato de compraventa de gas con el proveedor que resulte adjudicatario (Sesión del Comité de fecha 30 de junio de 2020).

21. Autorizar la celebración de un contrato con **Sociedad GNL Mejillones S.A.** y eventualmente con algunos de los actuales usuarios del terminal de regasificación de esta última, para la regasificación y almacenamiento de la cantidad de gas natural que sea adquirida, mediante la suscripción de un TUA (Sesión del Comité de fecha 30 de junio de 2020).
22. Extender el contrato de mantenimiento vigente con **ENGIE Services** para el parque fotovoltaico Los Loros a los nuevos parques solares Capricornio y Tamaya, incluyendo mantenimiento preventivo y correctivo regular, sujeto a que la Administración presente un análisis del riesgo que puede representar un único contratista operacional (Sesión del Comité de fecha 25 de agosto de 2020).
23. Celebrar con **ENGIE Services** un contrato de mantenimiento para la prestación de servicios puntuales para el parque eólico Calama, referente a mantenimiento de celdas de media tensión y equipamientos de subestación elevadora (Sesión del Comité de fecha 25 de agosto de 2020).
24. Celebrar con **ENGIE Services** un contrato marco bajo el formato MASA con el fin de prestar servicios de ciberseguridad y acceso a plataformas tecnológicas de servidores en DataCenter así como servicios de soporte mesa de ayuda asociados a la referida plataforma (Sesión del Comité de fecha 25 de agosto de 2020).
25. Regularizar pago a **ENGIE Latam** por la participación de trabajadores de EECL en el programa The Mind Gym ENGIE Booster realizado por ENGIE University (Sesión del Comité de fecha 25 de agosto de 2020).
26. Regularizar pago a **Engie S.A.** de licencias para productos Microsoft Office 365 contratadas bajo el contrato corporativo entre Engie S.A. y Microsoft, por el periodo comprendido entre octubre de 2019 y septiembre de 2020 (Sesión del Comité de fecha 25 de agosto de 2020).

27. Celebrar un Contrato Marco de Servicios Administrativos del tipo MASA, con las compañías del Grupo ENGIE relacionadas con el negocio de gas, esto es, **Sociedad GNL Mejillones S.A., ENGIE Gas Chile SpA y ENGIE Stream Solutions Chile**, con el fin de prestarles servicios administrativos recurrentes y no recurrentes y acceso a plataformas tecnológicas de servidores en DataCenter (Sesión del Comité de fecha 29 de septiembre de 2020).
28. Celebrar un Contrato Marco de Servicios Administrativos del tipo MASA con **ENGIE Latam S.A.**, con el fin de prestarles servicios administrativos recurrentes y no recurrentes, y acceso a plataformas tecnológicas de servidores en DataCenter (Sesión del Comité de fecha 29 de septiembre de 2020).
29. Se aprueba dejar sin efecto y finiquitar el contrato de compraventa celebrado con empresa relacionada **GEM**, para la compra de un cargo adicional de gas natural licuado para la entrega en septiembre de 2020 (Sesión del Comité de fecha 29 de septiembre de 2020).
30. Autorizar la compra de gas desde Argentina a través de **ENGIE Consulting Services**, por hasta 600.000 m³ por día, entre diciembre de 2020 y diciembre de 2021 (Sesión del Comité de fecha 27 de octubre de 2020).
31. Celebrar un contrato con **INEO TINEA** para integrar señales del parque fotovoltaico Los Loros al centro de control SCADA ubicado en Santiago y para monitorear y ejecutar comandos remotamente (Sesión del Comité de fecha 24 de noviembre de 2020).
32. Celebrar un contrato con **ENGIE Information et Technologies** para la renovación anual del licenciamiento y soporte de servicios corporativos, tales como SAP y CRM SalesForce (Sesión del Comité de fecha 24 de noviembre de 2020).
33. Autorizar la celebración de contratos con **ENGIE Services** para codesarrollar e implementar proyecto de solución energética en favor del cliente UC-Christus (Sesión del Comité de fecha 24 de noviembre de 2020).
34. Renovar por el plazo de 2 años, a partir de diciembre de 2020, el contrato marco vigente con **ENGIE Lab** para el soporte técnico y especializado en diferentes aspectos y disciplinas (Sesión del Comité de fecha 15 de diciembre de 2020).
35. Renovar por el plazo de 3 años, a contar de enero de 2021, el contrato marco vigente con **Tractebel Engineering** para el soporte en servicios de ingeniería en las áreas que se estiman estratégicas para EECL (Sesión del Comité de fecha 15 de diciembre de 2020).
36. Aprobar la asignación a **Tractebel Engineering** del servicio de Ingeniería de Contraparte para 4 proyectos renovables y 6 proyectos de transmisión (Sesión del Comité de fecha 15 de diciembre de 2020).
37. Modificar el alcance del contrato marco vigente con **ENGIE Energía Perú** bajo el formato MASA para la prestación de servicios de acceso a la plataforma de servidores en DataCenter SAP HEC en modalidad PaaS, en el sentido de aumentar el número de usuarios de ENGIE Energía Perú con acceso a las plataformas e incorporar el acceso a las plataformas SAP ARIBA y SAP SCP (Sesión del Comité de fecha 15 de diciembre de 2020).
38. Celebrar un Contrato Marco de Servicios Administrativos del tipo MASA con **ENGIE Impact Chile SpA** con el fin de prestarle los servicios administrativos, servicios administrativos recurrentes y no recurrentes y acceso a plataformas tecnológicas de servidores en DataCenter (Sesión del Comité de fecha 15 de diciembre de 2020).

REMUNERACIÓN 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 2020, el Comité no realizó gastos con cargo a ese presupuesto.

7.3 Hechos Esenciales

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

- Con ocasión de la preparación del presupuesto, las Gerencias Corporativas respectivas deberán planificar los servicios que potencialmente podrían ser prestados por empresas relacionadas.
- 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.
- 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 este manifieste su opinión al respecto, no pudiendo adjudicarse el servicio sino una vez que el Directorio así lo apruebe.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.

DÍA Y HORA	ENTIDAD	MATERIA
23/01/2020 17:28:10	ENGIE Energía Chile S.A.	Colocación de valores en mercados internacionales y/o nacionales.
28/01/2020 18:59:44	ENGIE Energía Chile S.A.	Colocación de valores en mercados internacionales y/o nacionales.
1/04/2020 11:17:05	ENGIE Energía Chile S.A.	Otros.
1/04/2020 23:45:43	ENGIE Energía Chile S.A.	Junta Ordinaria de Accionistas, citaciones, acuerdos y proposiciones.
6/04/2020 20:46:52	ENGIE Energía Chile S.A.	Otros.
28/04/2020 21:48:54	ENGIE Energía Chile S.A.	Junta Ordinaria de Accionistas, citaciones, acuerdos y proposiciones.
28/04/2020 22:05:41	ENGIE Energía Chile S.A.	Cambios en la administración.
01/07/2020 20:31:01	ENGIE Energía Chile S.A.	Activos o paquetes accionarios, adquisición o enajenación.
27/10/2020 22:25:09	ENGIE Energía Chile S.A.	Reparto de utilidades (pago de dividendos).
25/11/2020 17:34:03	ENGIE Energía Chile S.A.	Otros.
26/11/2020 19:50:41	ENGIE Energía Chile S.A.	Cambios en la propiedad y/o toma de control.

RESUMEN

- Con fecha 23 de enero de 2020, la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial que con esa misma fecha EECL acordó los términos y condiciones para la emisión y colocación de bonos en mercados internacionales, por un monto total de USD 500.000.000, a ser emitidos en el plazo de 3 días hábiles contados desde esa 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 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.
- Con fecha 23 de enero de 2020, la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial que con esa misma fecha EECL efectuó una emisión de bonos en mercados internacionales, por un monto total de USD 500.000.000, 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, los cuales contemplan un plazo de 10 años y una tasa de interés cupón de 3,4%.
- Con fecha 1 de abril de 2020, la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial que con fecha 31 de marzo EECL y su filial Inversiones Hornitos S.A., suscribieron con su cliente Minera

Centinela los siguientes actos y contratos: (a) una modificación del contrato de suministro eléctrico celebrado entre Inversiones Hornitos S.A. y Minera Esperanza, actualmente Minera Centinela, de fecha 7 de septiembre de 2009; (b) una modificación del contrato de suministro eléctrico celebrado entre Inversiones Hornitos S.A. y Minera El Tesoro, posteriormente absorbida por Minera Esperanza, hoy Minera Centinela, de fecha 20 de diciembre de 2012; (c) un nuevo contrato de suministro eléctrico entre EECL y Minera Centinela, a regir en el periodo enero 2022 a diciembre 2033; y (d) la modificación de los acuerdos relativos al gobierno corporativo y propiedad de Inversiones Hornitos S.A.

- Con fecha 1 de abril de 2020 la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial que el Directorio de EECL, en sesión efectuada el día 31 de marzo, acordó citar a Junta Ordinaria de Accionistas a celebrarse el día 28 de abril de 2020 a las 9:00 hrs., en la ciudad de Santiago, con la participación y votación a distancia de los accionistas, con el objeto de tratar y pronunciarse sobre, entre otras materias, la preposición de no repartir dividendos definitivos a los accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2019.
- Con fecha 6 de abril de 2020, la Sociedad complementó el Hecho Esencial informado con fecha 1 de abril de 2020 relativo a los actos y contratos suscritos entre EECL y su filial Inversiones Hornitos S.A. con Minera Centinela, informando en calidad de hecho esencial que, según las estimaciones de la Sociedad, el impacto neto en resultados de la operación descrita anteriormente, después de impuestos, serían las cifras negativas de aproximadamente US\$ 4 millones para 2020 y de aproximadamente US\$ 2 millones para 2021. A esta fecha no existen efectos distintos a los informados relacionados con este hecho.
- Con fecha 28 de abril de 2020, la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial las siguientes decisiones de su Junta Ordinaria de Accionistas: (a) no repartir dividendo definitivo a los accionistas con cargo al ejercicio 2019;

sin perjuicio de la ratificación de los dividendos provisorios pagados durante dicho ejercicio; (b) designar como directores titulares de la Sociedad a los señores Frank Demaille, Marc Verstraete, Aníbal Prieto Larraín, Hendrik De Buyserie, Cristián Eyzaguirre Johnston, Mauro Valdés Raczynski y Claudio Iglesias Guillard; y como sus respectivos directores suplentes a don Daniel Pellegrini, don Pierre Devillers, doña Gilda Spallarossa, don Marcelo Soares, don Ricardo Fischer Abeliuk, don Ricardo Lira Matte y doña Victoria Vásquez García; y (c) 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 28 de abril de 2020, la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial los siguientes acuerdos adoptados por su Directorio en su sesión celebrada en esa misma fecha: (a) designar como presidente del Directorio a don Frank Demaille; y (b) designar como integrantes del Comité de Directores constituido de conformidad con lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley N° 18.046 a don Cristián Eyzaguirre Johnston, don Mauro Valdés Raczynski y don Claudio Iglesias Guillard, en calidad de directores independientes. A esta fecha no existen efectos distintos a los informados relacionados con este hecho.
- Con fecha 1 de julio de 2020, la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial la compra a ENGIE Latam S.A. de la totalidad de las acciones emitidas por Eólica Monte Redondo SpA, antes denominada Eólica Monte Redondo S.A. ("EMR"), sociedad dueña y operadora de los siguientes activos de generación: a) Parque Eólico Monte Redondo, con una capacidad de generación aproximada de 48 MW, y b) Central Hidroeléctrica Laja, con una capacidad de generación aproximada 34,4 MW. El precio de las acciones compradas fue de US\$ 53 millones, más la caja de EMR a la fecha de la operación, estimada en US\$ 2 millones. La adquisición anterior se enmarca en la estrategia de diversificación del portafolio

de generación y transición energética a medios de generación renovables, en que se encuentra comprometida la Sociedad.

- Con fecha 27 de octubre de 2020, la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial que el Directorio de ENGIE Energía Chile S.A., en su sesión celebrada con fecha 27 de octubre de 2020, aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio en curso por la cantidad total de US\$ 66.601.896,12, lo que significa un dividendo de US\$ 0,06323106251. A esta fecha no existen efectos distintos a los informados relacionados con este hecho.
- Con fecha 25 de noviembre de 2020, la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial que Banchile Corredores de Bolsa S.A. informó

que ENGIE Latam S.A., accionista mayoritario de EECL, le instruyó para llevar a cabo a través de la Bolsa de Comercio de Santiago un poder comprador de acciones de la Sociedad con el objeto de adquirir hasta 76.155.000 acciones de esta o más operaciones bursátiles, de manera de aumentar su participación accionaria en hasta un 7,23% adicional.

- Con fecha 26 de noviembre de 2020, la Sociedad informó en calidad de Hecho Esencial que ENGIE Latam S.A., accionista mayoritario de EECL informó la adquisición de 76.155.000 acciones de la Sociedad a través de un poder comprador llevado a cabo a través de Banchile Corredores de Bolsa S.A., con motivo de lo cual alcanzó su participación en EECL en un 7,23% adicional, alcanzando así la titularidad del 59,9% acciones de la Sociedad.

7.4 Síntesis de comentarios y proposiciones de accionistas y del Comité de Directores

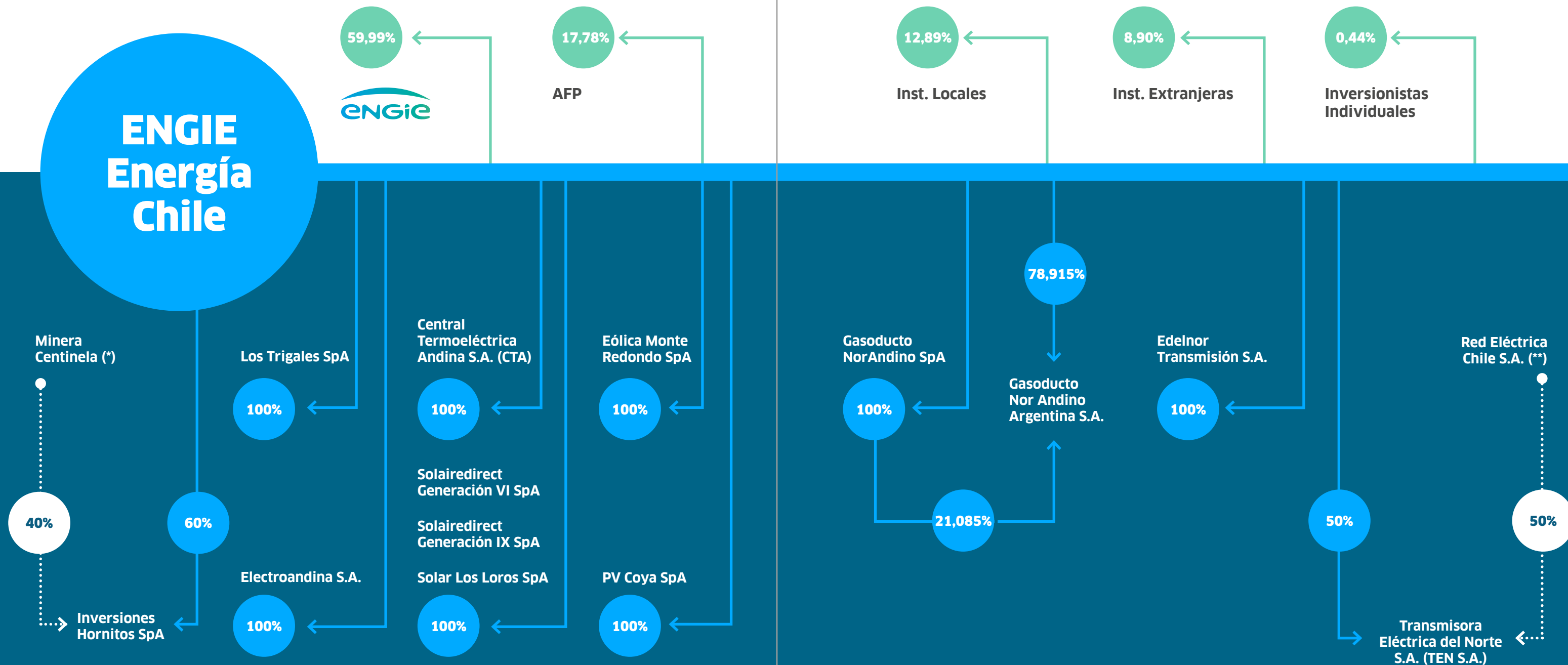
Durante el ejercicio 2020, no hubo comentarios o proposiciones por parte de los accionistas.

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 2020, 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 2020 a la firma Ernst & Young Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías Limitada y, como segunda alternativa, a Deloitte Auditores y Consultores Limitada.
- (3) Designar como clasificadoras privadas de riesgo para el ejercicio 2020 a las firmas "Feller Rate Clasificadora de Riesgo Ltda." y "Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Ltda".

7.5 Malla Societaria

(Al 31 de diciembre de 2020)



(*) Minera Centinela pertenece a Antofagasta Minerals.
 (**) Red Eléctrica Chile S.A. pertenece a Red Eléctrica de España.

7.6 Identificación de las compañías filiales y coligadas

31 de diciembre de 2020

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: Axel Levêque, Gabriel Marcuz, Fernando Valdés Urrutia, Luis Meersohn García-Huidobro, 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: Axel Levêque, Gabriel Marcuz, Fernando Valdés Urrutia, Luis Meersohn García-Huidobro, 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 SpA.

Rol Único Tributario: 76.009.698-9

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima por Acciones.

Capital Pagado: MUS\$ 180.000

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 60%

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 don 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: Ángel Mahou (Presidente), Axel Levêque, Eduardo Milligan Wenzel, Gabriel Marcuz, Eva Pagan Díaz, Juan Majada Tortosa.

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, Luis Meersohn García-Huidobro, 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, Luis Meersohn García-Huidobro 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.

EÓLICA MONTE REDONDO SPA.

Filial constituida por escritura pública de fecha 12 de noviembre de 2007 en la Notaría de Santiago de doña Antonieta Mendoza Escalas. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 52.557 No 37.149 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2007 y se publicó en el Diario Oficial con fecha 10 de diciembre de 2007.

Razón Social: Eólica Monte Redondo SpA.

Rol Único Tributario: 76.019.239-2

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima por Acciones.

Capital Pagado: MUS\$ 396.101

Objeto Social: Generación, transmisión, venta, comercialización y distribución de energía eléctrica.

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 Fraga y Darío Febre.

Gerente General: Rodolfo Reale.

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 estos.

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 microalgas, 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 Triguales 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.

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: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

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.

PV COYA SpA

Constitución: Filial constituida por escritura pública de fecha 28 de mayo de 2014 en la Notaría de Santiago de don Eduardo Avello Concha. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 41.149 N° 25.560 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, correspondiente al año 2014 y se publicó en el Diario Oficial con fecha 11 de junio de 2014.

Razón Social: PV Coya SpA

RUT: 76.412.401-4

Capital Pagado: CL \$ \$1.536.124.000

Tipo de Sociedad: Sociedad por Acciones.

Participación: ENGIE Energía Chile S.A. 100%

Directorio: Axel Leveque , Luis Meersohn García-Huidobro, y Eduardo Milligan Wenzel.

Gerente General: Axel Levêque.

Objeto social: Inversiones de todo tipo de bienes muebles e inmuebles y el desarrollo de proyectos de energía eléctrica y/o térmica a partir de fuentes de energía renovables no convencionales.

7.7 Factores de Riesgo

El sector de energía está sujeto a condiciones económicas, políticas, sociales y competitivas diversas y cambiantes. 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 los responsables de los distintos procesos de la compañía y coordinados por las Áreas de Control de Gestión y de Riesgos y Seguros de la empresa.

En ENGIE Energía Chile tenemos procedimientos de Gestión de Riesgos en los que 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 en el marco del proceso denominado “ERM” o “Enterprise Risk Management”.

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 del país

3. Riesgos de mercado

4. Riesgos que representen un daño reputacional

5. Riesgos derivados de cambios en el marco regulatorio.

7.7.1 Riesgos Relacionados al Negocio

PROCESO DE DESCARBONIZACIÓN

Nuestro negocio enfrenta tanto riesgos como oportunidades producto de los esfuerzos para promover la descarbonización en medio de la creciente demanda por energía generada con medios renovables no convencionales. Además, las posibles acciones legislativas y normativas para abordar el cambio climático y temas ambientales podrían tener un impacto relevante 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 participado activamente en 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 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 casi 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 61 a 67).

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 y sistemas de almacenamiento de energía 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 potenciales insuficiencias de suministro o incumplimientos de parte de nuestros proveedores. Asimismo, adquirimos una porción significativa del carbón, gas natural y otros combustibles a un número limitado de proveedores. Si cualquiera de nuestros proveedores relevantes sufriera una disrupción en su cadena de producción y fuera incapaz de cumplir sus obligaciones bajo los contratos de suministro, podríamos 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, gas natural licuado y petróleo diésel con precios internacionales que fluctúan de acuerdo con factores de mercado ajenos a la compañía. Las compras de carbón se realizan en su mayor parte mediante 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. Históricamente, 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 producción y suministro de energía con sus ingresos por 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 aumentar temporalmente 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 nuestras 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 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 sido afectados por factores ajenos al control de nuestros clientes, tales como condiciones políticas y económicas internacionales, niveles de oferta y demanda, 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 nuestros clientes, quienes podrían verse forzados a reducir o suspender algunas de sus operaciones mineras, disminuyendo 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. Posibles fallas de nuestros clientes en completar la construcción de nuevos proyectos 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**

La Sociedad está expuesta a multas por infracción de las normativas vigentes en Chile, incluyendo apagones totales o parciales del sistema eléctrico y/o demoras 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 podrían verse obligadas a pagar indemnizaciones a los clientes no regulados o a los clientes 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 riesgos adicionales. Aproximadamente un 47% de nuestras ventas de electricidad medidas 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 solo 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 bajo 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, así como a compañías distribuidoras de electricidad. 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 podrían 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 principal sistema eléctrico interconectado 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 podría verse limitada, lo que podría 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 podrían 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 por dificultades técnicas, operacionales o financieras; (v) oposición de grupos políticos, ambientales o étnicos, tanto locales como internacionales; (vi) huelgas; (vii) cambios políticos y regulatorios adversos en Chile; (viii) condiciones meteorológicas adversas; (ix) condiciones geológicas adversas y (x) desastres naturales, accidentes u otros eventos imprevistos, tales como la pandemia COVID-19 que se desató en nuestro país en 2020 y que tuvo variados efectos adversos debido a cuarentenas, cierres de puertos y restricciones a los transportes de suministros, entre otros.

- **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. 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 podrían 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 caído en forma significativa en años recientes en comparación con las tecnologías termoeléctricas o hidroeléctricas tradicionales. Esta es una de las principales razones para la entrada masiva de nuevos proveedores en un mercado tradicionalmente dominado por un número limitado de productores, 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 de Chile por cuenta de las compañías de distribución eléctrica. Se espera que la instalación de plantas de generación de energía renovable no convencional (ERNC) cumplan con holgura las metas del Estado chileno de contar con un 20% de ERNC hacia el año 2025. A medida que nuevos participantes y los actuales incumbentes aumenten su capacidad de generación de energía con fuentes renovables, las presiones por menores precios de energía, tanto de parte de nuestros clientes, competidores como de la sociedad seguirán en aumento, forzando cambios en las condiciones de nuestros contratos de suministro eléctrico. Aunque se espera que esta tendencia se traduzca en una reducción de nuestros costos de operación, podría tener un efecto temporal adverso en nuestra situación financiera y en nuestra capacidad de financiar la construcción de proyectos de energía renovable necesarios para nuestros planes de reconversión de activos.

- **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 mayor sofisticación y actividades de los ciberatacantes, 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 podría 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.

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.

El 3 de marzo de 2020 se registró el primer caso de coronavirus o COVID-19 en Chile. El 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud reconoció oficialmente al coronavirus como una pandemia. En 2020, los resultados de la Compañía se vieron afectados por la pandemia en cuanto a una menor demanda de electricidad por parte de clientes regulados, un leve aumento de la morosidad en los pagos de nuestros clientes y retrasos en la construcción de proyectos debido a interrupciones temporales en el suministro de equipos, cierres de puertos en los países de origen, dificultades en el transporte de materiales y contagios de personal de contratistas. A pesar de estos efectos, la Compañía logró cumplir con los resultados pronosticados para el año.

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 denominados en dólares e indexados parcialmente al IPC de EE.UU., podría ocurrir que no podamos transferir un aumento en la inflación local a nuestros clientes, lo cual podría provocar un efecto adverso en los resultados de la Sociedad.

RIESGOS RELACIONADOS CON RÉGIMENES TRIBUTARIOS

El 29 de septiembre de 2014, la Ley N° 20.780 (modificada por la Ley N° 20.899, la "Reforma Tributaria 2014"), 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 de 2014 introdujo cambios al sistema de impuestos 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 nos aplica es el de parcialmente integrado, que implica una tasa de impuesto a la sociedad de 27% a partir del año 2018.

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 se tradujo en la promulgación de la Ley N° 21.210, que introduce principalmente las siguientes modificaciones: (i) una nueva tasa marginal límite de 40%, en vez del 35%, para el tramo de impuestos personales; (ii) una sobretasa de impuesto territorial sobre el conjunto de activos inmobiliarios de un mismo contribuyente cuyo avalúo fiscal exceda de un monto alrededor de US\$ 0,6 millones con una tasa progresiva entre 0% y 0,275%; (iii) la eliminación del pago provisional de las utilidades absorbidas (PPUA) a contar del año comercial 2024; (iv) la eliminación del régimen de renta atribuida, manteniendo el régimen semi integrado como el sistema general y único de impuestos a la renta; (v) un régimen tributario especial para contribuyentes PYME (entidades con ventas anuales menores a un monto de alrededor de US\$3,1 millones), el cual incluye medidas tales como una tasa de impuesto a la renta de 25%, mayores incentivos para la reinversión de utilidades aumentando la posibilidad de deducir como gasto el 50% de las utilidades reinvertidas (con tope de hasta aproximadamente US\$0,2 millones), depreciación instantánea y exención de sobretasa de contribuciones; (vi) creación de una contribución especial de un 1% a los proyectos de inversión para contribuyentes de impuesto de primera categoría con contabilidad completa que impliquen una inversión igual o mayor a US\$ 10 millones en activo tangible y que deban pasar por

el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA); y (vii) mantención del actual límite de 65% de crédito fiscal IVA para la construcción de viviendas. Adicionalmente, el 2 de septiembre de 2020 se publicó la Ley N° 21.256 que establece medidas tributarias que forman parte del plan de emergencia para la reactivación económica y del empleo en un marco de convergencia fiscal de mediano plazo. Las principales medidas son: (i) disminución de la tasa de impuesto a 10% para contribuyentes del régimen Pro Pyme; (ii) posibilidad para los contribuyentes Pro Pyme de solicitar un reembolso del remanente acumulado de crédito fiscal IVA de las declaraciones de impuesto en los meses de julio, agosto o septiembre de 2020; y (iii) posibilidad de aplicar depreciación instantánea e íntegra para los contribuyentes que declaren el impuesto de primera categoría sobre renta efectiva determinada según contabilidad completa, conforme a la Ley sobre Impuesto a la Renta, que adquieran bienes físicos del activo inmovilizado nuevos o importados en el período comprendido entre el 1 de junio de 2020 y el 31 de diciembre de 2022.

La Reforma Tributaria de 2014 también impuso un nuevo impuesto anual sobre emisiones de material particulado, NOx, SO₂ y CO₂ para establecimientos cuyas fuentes fijas, como calderas o turbinas, tengan 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\$21,2 millones por Impuestos Verdes en abril de 2020.

La Reforma Tributaria de febrero de 2020 contempla algunas modificaciones de las normas sobre el Impuesto Verde, principalmente en lo siguiente:

Primero. Se 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. Esta modificación regirá a partir del 1 de enero de 2025.

Segundo. Para efectos de calcular el Impuesto Verde, la reforma define establecimiento (local donde se transforme materia prima u originen nuevos productos), fuente emisora (fuente fija que genere emisiones a partir de combustión); excluyendo el "sesgo tecnológico" a través de eliminar el requisito de capacidad instalada y combustión. Por último, se excluyen calderas de agua caliente.

Tercero. La ley permite a los contribuyentes de Impuestos Verdes compensar todas o parte de sus emisiones tributables mediante la implementación de proyectos de reducción de emisiones del contaminante que provoca el impuesto. Dichos proyectos deben ser acreditados por la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA). Esta modificación entrará en vigencia una vez transcurridos 3 años desde 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.

Actualmente, la Superintendencia del Medio Ambiente 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 Medio Ambiente, 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 Medio Ambiente. 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.



7.7.3 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 año terminado el 31 de diciembre de 2020, EECL mantuvo contratos de cobertura (“forwards y opciones”) con bancos con el fin de disminuir los efectos de las fluctuaciones de tipo de cambio dólar/peso, 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 es acotada. 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 significativamente con la aprobación de la Ley de Estabilización de Tarifas Eléctricas en noviembre de 2019, cuyas disposiciones técnicas de implementación fueron divulgadas en marzo de 2020 mediante la Resolución Exenta N°72 de la Comisión Nacional de Energía. Estas disposiciones han originado un aumento en las cuentas por cobrar a compañías distribuidoras, cuyo ritmo de aumento y posterior recuperación dependerán en gran medida del

comportamiento de los tipos de cambio entre otras variables. Para enfrentar este riesgo y mitigar sus efectos sobre su flujo de caja, a principios de 2021, la Compañía firmó acuerdos con Goldman Sachs y BID Invest para vender, sin recurso a la Compañía, estas cuentas por cobrar a compañías distribuidoras a una sociedad de propósito especial llamada Chile Electricity PEC SpA. El día 29 de enero de 2021 Chile Electricity PEC SpA colocó bonos en el mercado internacional bajo el formato 144 A/Reg S por un monto de US\$489 millones, de los cuales destinó una parte para comprar las cuentas por cobrar correspondientes al decreto de Precio de Nudo Promedio de enero de 2020. Al ser una venta en dólares, a un descuento y sin recurso a las compañías generadoras, EECL y EMR reducirán su exposición al tipo de cambio y el riesgo de crédito asociado a estas cuentas por cobrar y mejorarán su liquidez, todo a costo de un descuento que tendrá impacto en los estados financieros de 2021.

El 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 o vinculados al dólar, 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 y algunos contratos de servicio, con contratos “forward” y opciones del tipo “zero-cost collars”. Al 31 de diciembre de 2020, la Compañía no tenía contratos de derivados de monedas. 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. Actualmente, no existen contratos derivados asociados a los flujos de caja de los proyectos de inversión.

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 2020, la deuda financiera consolidada de EECL se encontraba denominada en un 100% a tasa fija.

PRECIO DE ACCIONES

Al 31 de diciembre de 2020, EECL y sus filiales no poseían inversiones en instrumentos de patrimonio.

CRÉDITO

Estamos expuestos al riesgo de crédito en el curso normal de nuestro negocio y al momento de invertir nuestros saldos de caja. En nuestro negocio de generación eléctrica, nuestros principales clientes son grandes compañías mineras de reconocida solvencia que por lo general presentan un bajo nivel de riesgo; sin embargo, dichas compañías se encuentran afectas a la variación de los precios mundiales de materias primas. Aunque nuestros clientes han demostrado una gran fortaleza para enfrentar ciclos adversos, nuestra Compañía lleva a cabo revisiones periódicas de los riesgos comerciales. Por otra parte, contamos con clientes regulados que proporcionan suministro a clientes residenciales y comerciales, y cuyo riesgo de crédito es menor. En los últimos años, la industria eléctrica ha evolucionado hacia una mayor atomización de su base de clientes debido a la facultad de consumidores con demandas entre 500kV y 5MW de contratar su suministro de energía directamente con empresas generadoras en lugar de hacerlo con

empresas distribuidoras de energía. A raíz de esta desintermediación, la empresa ha firmado contratos con clientes comerciales e industriales más pequeños que podrían tener un mayor riesgo de crédito. Para mitigar este riesgo, la Compañía ha puesto en práctica una política de riesgo de contraparte comercial que, entre otras cosas, exige una revisión del riesgo de crédito antes de la firma de contratos de energía. A la fecha, los contratos con pequeños y medianos clientes comerciales e industriales representan un porcentaje menor de nuestra cartera de contratos. La irrupción de la pandemia causada por el virus COVID-19 está causando una recesión económica a nivel nacional y mundial con la consiguiente incertidumbre en el comportamiento de la demanda y la capacidad financiera de los clientes de servicios esenciales para solventar el pago oportuno de sus consumos de energía y de otros servicios. Para enfrentar esta situación, la Compañía ha dispuesto que sus áreas comerciales mantengan un contacto directo con nuestros clientes para hacer un seguimiento de la situación y tomar medidas oportunas, tanto para apoyar a nuestros clientes como para mitigar los impactos de la pandemia en el desempeño de la Compañía.

Nuestra política de inversiones contempla invertir nuestros recursos de caja en el corto plazo con instituciones con grado de inversión. También consideramos el riesgo financiero de nuestras contrapartes al momento de tomar instrumentos derivados de cobertura de tipo de cambio o de tasa de interés, y contamos con límites máximos para inversiones con cada contraparte para el manejo y diversificación de nuestro riesgo de crédito.

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 de Finanzas Corporativas 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 2020, la Compañía presentaba un total de USD 50 millones de deuda financiera de

corto plazo con vencimiento en mayo de 2021, sin mostrar otros vencimientos de deuda significativos sino hasta el año 2025. 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.

7.7.4 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 medio ambiente, mano de obra y empleo, y tributación. Podríamos ser objeto de investigaciones o procesos de parte de las autoridades debido a supuestas infracciones a 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, contratistas 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.

7.7.5 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; que la oposición pública no derive en retrasos o modificaciones de cualquier proyecto propuesto; que 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. 33, en el capítulo 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 de 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

El 11 de marzo de 2020 la Comisión Nacional de Energía publicó la Resolución Exenta N°72 con reglas y disposiciones necesarias para la implementación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas establecido en la Ley 21.185 del 2 de noviembre de 2019. Este mecanismo considera el congelamiento de tarifas de electricidad en los niveles vigentes en el primer semestre de 2019 hasta fines del año 2027, sujeto a ciertos mecanismos de ajuste determinados en la ley, mientras que los precios que las compañías generadoras cargan a las compañías distribuidoras se mantendrán según los contratos vigentes entre ellas. El mecanismo producirá un diferencial entre las tarifas que las compañías generadoras están facultadas a cobrar según sus contratos y las tarifas aplicadas en la recaudación a los clientes finales sujetos a regulación de precios. A raíz de este

diferencial de tarifas, las compañías generadoras están reportando cuentas por cobrar a compañías distribuidoras, cuyo conjunto da origen al llamado fondo de estabilización. Según la Ley 21.185, este fondo podrá crecer hasta julio de 2023 o hasta que acumule la cantidad total de US\$1.350 millones, según lo que ocurra primero. Se espera que una vez que se hagan efectivos los contratos de suministro eléctrico adjudicados en licitaciones más recientes a precios más bajos, los precios promedio de los contratos entre compañías generadoras y compañías distribuidoras comiencen a bajar gradualmente a partir de 2021, situándose por debajo del precio estabilizado que se mantendrá vigente con los ajustes que la Ley establece hasta el 31 de diciembre de 2027. A partir del momento en que las tarifas contractuales promedio se sitúen por debajo del precio estabilizado, las compañías distribuidoras podrán comenzar a pagar las cuentas por cobrar que forman parte del fondo de estabilización. Al 31 de diciembre de 2020, las cuentas por cobrar no corrientes que mantenían, tanto EECL como su filial EMR por este concepto, llegaban a un total de aproximadamente US\$142 millones.

Para enfrentar este riesgo y mitigar sus efectos sobre su flujo de caja, con fecha 20 de enero de 2021, la Compañía y su filial Eólica Monte Redondo SpA ("EMR") alcanzaron un acuerdo con Goldman Sachs & Co. LLC y Goldman Sachs Lending Partners LLC ("GS") sobre los términos y condiciones de una operación de financiamiento que permitirá a la Compañía vender, sin recurso, estas cuentas por cobrar a compañías distribuidoras a una sociedad de propósito especial llamada Chile Electricity PEC SpA. Goldman Sachs se ha comprometido a proveer financiamiento a dicha sociedad, ya sea a través de una emisión de bonos en el mercado internacional o con sus propios recursos, en un monto suficiente para comprar un monto nominal de cuentas por cobrar de hasta US\$162 millones para el caso específico de EECL y EMR. Adicionalmente, EECL, su filial EMR y el Inter-American Investment Corporation ("IDB Invest") firmaron un acuerdo bajo el cual IDB Invest participará en el financiamiento de la adquisición por parte de Chile Electricity PEC de una porción adicional de las referidas cuentas por cobrar, que para EECL y EMR en su conjunto

alcanza un monto de hasta US\$74,7 millones. El día 29 de enero de 2021, Chile Electricity PEC SpA colocó bonos en el mercado internacional bajo el formato 144 A/Reg S por un monto de US\$489 millones, de los cuales destinó una parte para comprar las cuentas por cobrar correspondientes al decreto de Precio de Nudo Promedio de enero de 2020 de siete compañías generadoras, entre ellas EECL y EMR. Al ser una venta en dólares, a un descuento y sin recurso a las compañías generadoras, EECL y EMR reducirán su exposición al tipo de cambio y el riesgo de crédito asociado a estas cuentas por cobrar y mejorarán su liquidez, todo a costo de un descuento que tendrá impacto en los estados financieros de 2021.

INICIATIVAS REGULATORIAS EN TRÁMITE

Producto de la permanente evolución tecnológica, política y socioambiental que enfrenta la industria de la energía, existe una variedad de iniciativas parlamentarias y de la autoridad que a la fecha de este informe se encuentran en distintas etapas de desarrollo y que, de materializarse, podrían tener efectos materiales sobre nuestras operaciones, resultados y evolución de nuestros negocios. Entre las principales iniciativas que podrían tener impacto en nuestras operaciones se encuentran (1) el proyecto de ley de Portabilidad Eléctrica que se centra en tres ejes principales (i) habilitación de la comercialización, (ii) modernización de las Licitaciones de Suministro, y (iii) creación del Gestor de Información; (2) la iniciativa parlamentaria de Descarbonización Acelerada; (3) la modificación de la Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que utilicen Gas Natural Regasificado (NT GNL); y (4) la Estrategia de Flexibilidad del Ministerio de Energía que incluye doce medidas y que hasta la fecha se ha centrado en (i) perfeccionar el mecanismo de remuneración de suficiencia para determinar la contribución de las distintas unidades de generación a la confiabilidad y suficiencia del sistema eléctrico e (ii) incorporar requerimientos de flexibilidad en el mecanismo de pago por potencia.

8.1 Alcance

Esta es la cuarta Memoria Integrada de ENGIE Energía Chile. Elaboramos este documento en el marco del compromiso permanente que mantenemos con nuestros grupos de interés, de entregarles información relevante sobre la gestión de los aspectos económicos, sociales y ambientales de nuestro negocio para su toma de decisiones.

Este informe está elaborado siguiendo la Norma de Carácter General N° 30 y N° 386 para la elaboración de Memorias Financieras, y en sintonía con los Estándares del Global Reporting Initiative (GRI) en su opción Esencial.

Este informe considera las operaciones de ENGIE Energía Chile en el país. La información fue proporcionada por las áreas a cargo de la gestión de los temas reportados.

Con el fin de entregar a los lectores una visión más integral de la evolución de nuestra compañía, se incluyeron cifras de períodos anteriores.

Las consultas y sugerencias sobre los contenidos vinculados al desempeño económico se deben dirigir a marcela.munoz@engie.com, mientras que para los contenidos referidos al desempeño social y ambiental se deben enviar a matias.bernales@engie.com.

8.1.1 Aplicación de los principios de los Estándares GRI

En el desarrollo de este documento consideramos los Principios del GRI para la Elaboración de Reportes y los Principios para Garantizar la Calidad de la información Divulgada. Este informe está elaborado siguiendo la Norma de Carácter General N° 30 y N° 386 para la elaboración de Memorias Financieras, y en sintonía con los Estándares del Global Reporting Initiative (GRI) en su opción Esencial.

PRINCIPIOS PARA LA ELABORACIÓN DE ESTE INFORME

Participación de los grupos de interés

Contexto de sostenibilidad

Materialidad

Exhaustividad

PRINCIPIOS PARA GARANTIZAR LA CALIDAD DE LA INFORMACIÓN DIVULGADA

Precisión

Equilibrio

Claridad

Comparabilidad

Fiabilidad

Periodicidad

CAPÍTULO 8

Metodología y Contenidos GRI

8.1 Alcance / 8.2 Materialidad / 8.3 Índice GRI / 8.4 Compromiso con el Pacto Global



8.2 Materialidad

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

8.2.1 Para la Identificación de los Asuntos Materiales:

ENCUESTA DE MATERIALIDAD

- Realizamos un proceso de consulta al que invitamos a participar a: Accionistas, Asociaciones Gremiales, Bancos, Autoridades Locales, Autoridades Nacionales, Colaboradores, Clientes, Comunidades, Directorio, Fundaciones y ONG, Proveedores, Trabajadores Contratistas y Medios de Comunicación.
- La encuesta fue voluntaria y anónima. Los participantes solo debían señalar al grupo de interés al que pertenecían. Un total de 130 personas respondieron.

- Consideró los 40 temas más relevantes para la sostenibilidad de nuestra compañía, agrupados en Gobernanza y Ética; Desempeño del Negocio; Gestión de la Sostenibilidad; Gestión del COVID 19; Estrategia de Clientes; Gestión de Personas; Abastecimiento Responsable; Relación con la Comunidad y Gestión Ambiental.

En la selección se consideraron los temas materiales reportados en 2019 y los aspectos de la gestión destacados por los principales ejecutivos de nuestra compañía, así como factores externos provenientes del entorno económico, social y ambiental que impactaron el desempeño de la empresa en 2020.

- Para identificar las principales preocupaciones de los grupos interés realizamos una amplia convocatoria invitando a participar en nuestra consulta. Así se construyó la lista con los temas de mayor relevancia sobre los cuales esta Memoria Integrada da cuenta.

ENTREVISTAS A PRINCIPALES EJECUTIVOS

Entrevistamos a los gerentes corporativos y gerentes principales, para conocer las prioridades de cada área y sus aportes desde la perspectiva de la sostenibilidad. También nos reunimos con los encargados de áreas específicas. En total, incluimos en esta ronda a 26 ejecutivos.

SE CONSIDERARON COMO REFERENCIA INICIATIVAS Y ESTÁNDARES VOLUNTARIOS

- Los estándares contemplados por el Global Reporting Initiative (GRI) Standards, para la elaboración de reportes de sostenibilidad.
- Las iniciativas de organizaciones y centros especializados en temas de sostenibilidad.
- Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas.
- Principios de Pacto Global.

8.2.2 Principales preocupaciones de los grupos de interés

Entre los resultados de la consulta se identificaron los siguientes temas:

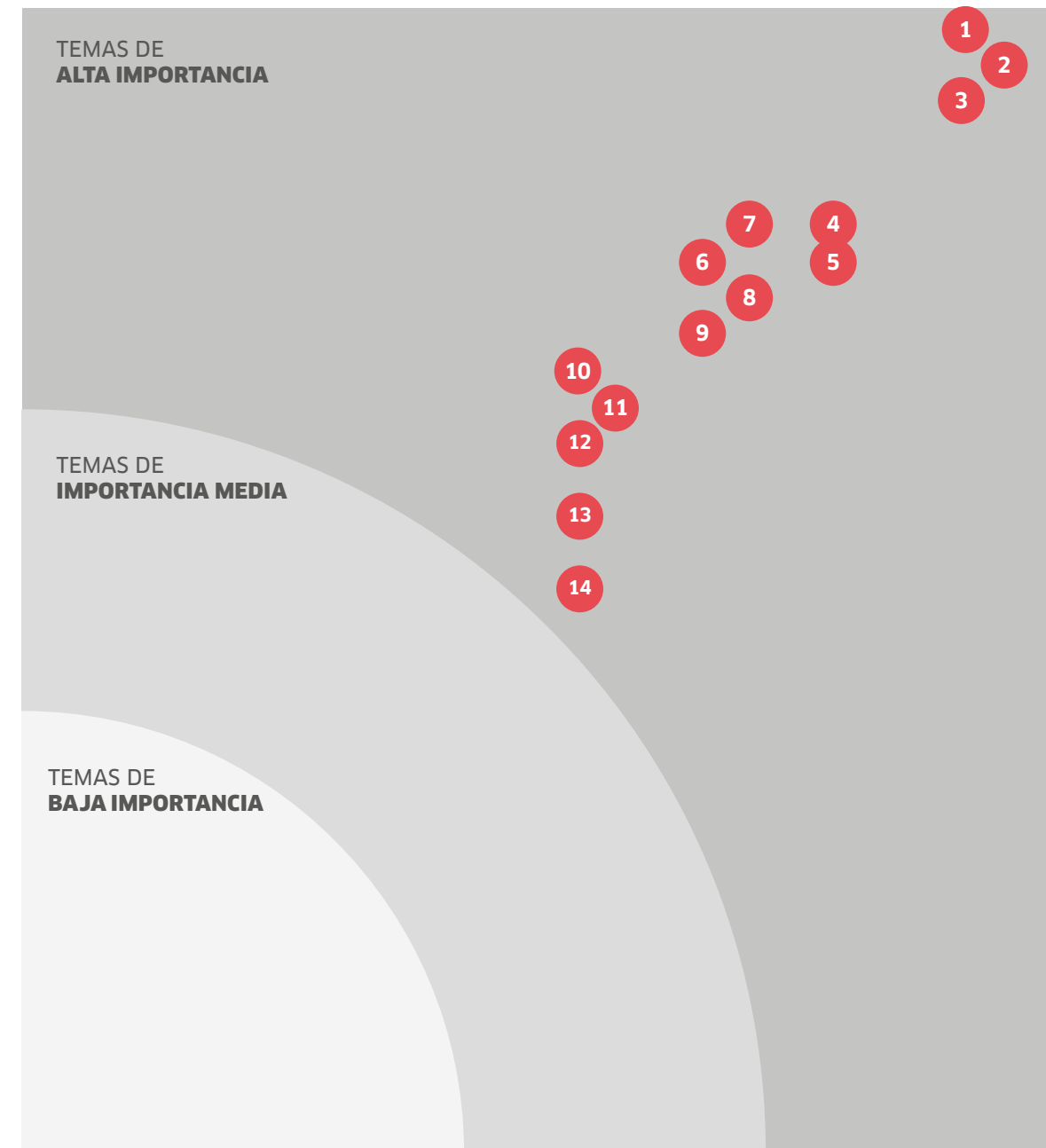
TEMAS DE ALTA IMPORTANCIA

- | | | |
|---|---|--|
| <ol style="list-style-type: none"> 1. Gestión de los impactos de la pandemia en los ámbitos laboral, operacional y comercial. 2. Plan de crecimiento para los próximos años. 3. Avances Plan de Descarbonización. 4. Renegociaciones y nuevos de contratos verdes. 5. Programas de reconversión económica en localidades impactadas por la descarbonización. | <ol style="list-style-type: none"> 6. Desarrollo organizacional (gestión del talento, capacitación, evaluación de desempeño y liderazgo). 7. Medición y control de emisiones de Gases de Efecto Invernadero. 8. Beneficios y conciliación vida personal y trabajo. 9. Relacionamiento temprano con las comunidades para nuevos proyectos. | <ol style="list-style-type: none"> 10. Valor Económico Generado y Distribuido 11. Relación con grupos de interés. 12. Desarrollo de proveedores locales. 13. Programas de inversión social. 14. Modelo de Sostenibilidad. |
|---|---|--|

TEMAS DE IMPORTANCIA MEDIA A BAJA

- | | | |
|---|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> • Información sobre la propiedad y el Directorio. • Planes de eficiencia energética. • Canales de comunicación con los clientes. • Avances en Modelo de Atención a Clientes. • Consumo hídrico y Huella del Agua. • Promoción de la diversidad e inclusión. • Avances en el sistema de gestión y certificaciones ambientales. • Gestión de la ética corporativa, Código de Ética, normativas internas. | <ul style="list-style-type: none"> • Traspaso de buenas prácticas a proveedores. • Estudios para medir el nivel de satisfacción de los clientes. • Procesos de pago y licitaciones. • Cumplimiento del marco regulatorio y multas registradas en el año. • Control del cumplimiento de la normativa laboral en proveedores y empresas contratistas. • Gestión de residuos. • Avances del Modelo de Prevención de Delitos y anticorrupción. • Contribución a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). | <ul style="list-style-type: none"> • Avances en seguridad y salud laboral. • Políticas y prácticas para garantizar la libre competencia. • Gestión de la cultura interna. • Relaciones sindicales. • Gestión de Riesgo. • Transformación Digital. • Premios y reconocimientos. • Apoyo a instituciones de beneficencia y ONG. • Gestión de materiales e insumos. • Gestión de la innovación. |
|---|---|--|

Influencia en las evaluaciones de los grupos de interés



Importancia de los impactos económicos, ambientales y sociales

8.3 Índice GRI

GRI 102: General Disclosures	Página
PERFIL DE LA ORGANIZACIÓN	
102-1 Nombre de la organización	2
102-2 Actividades, marcas, productos y servicios	12-15
102-3 Localización de la sede	2
102-4 Localización de las operaciones	14-15
102-5 Naturaleza de la propiedad y forma jurídica	18
102-6 Mercados servidos	47-55
102-7 Dimensión de la organización	12, 13
102-8 Información sobre empleados y otros trabajadores	106-109
102-9 Cadena de suministro	40-41, 101-105
102-10 Cambios significativos en la organización y su cadena de suministro	En 2020, no se registraron cambios significativos en la organización ni en su cadena de suministro.
102-11 Información sobre cómo aborda la compañía el principio de precaución	Las prácticas, procedimientos y los marcos internos ambientales de ENGIE Energía Chile S.A. están en plena sintonía con el Principio 15 de la Declaración de Río, que dice: "Para proteger el medio ambiente, los Estados deberán aplicar el criterio de precaución de conformidad con sus capacidades. Si se genera un riesgo de daño grave o irreversible, no deberá utilizarse la falta de certeza científica absoluta para posponer la adopción de medidas eficaces en función de los costes e impedir la degradación del medio ambiente".
102-12 Iniciativas externas	73, 172
102-13 Relación de las asociaciones de las que la organización es miembro	29
ESTRATEGIA	
102-14 Declaración del Presidente	4, 5
102-15 Principales impactos, riesgos y oportunidades	4-7, 20-25, 33-35, 47-59, 77, 83, 92, 101, 107, 110, 114, 146
ÉTICA Y TRANSPARENCIA	
102-16 Valores, principios, estándares y normas de comportamiento	18, 20, 25, 69, 73

GRI 102: General Disclosures	Página
GOBIERNO	
102-17 Mecanismos de consulta sobre ética	20, 25
102-18 Estructura de gobierno	19
102-29 Identificación y gestión de los impactos económicos, ambientales y sociales	69, 70, 146. Mensualmente, el Directorio de ENGIE Energía Chile S.A. revisa la evolución de la Huella de Carbono de la compañía.
102-32 Función del órgano superior de gobierno en el Reporte de Sostenibilidad	El Directorio de ENGIE Energía Chile S.A. aprueba los contenidos de la Memoria Integrada
PARTICIPACIÓN DE LOS GRUPOS DE INTERÉS	
102-40 Lista de los grupos de interés	72
102-41 Acuerdos de negociación colectiva	118-119
102-42 Identificación y selección de los grupos de interés	72
102-43 Enfoques para la participación de los grupos de interés	164
102-44 Aspectos claves y preocupaciones surgidas	166
PRÁCTICAS DE REPORTE	
102-45 Entidades que figuran en los estados financieros consolidados	177
102-46 Definición del contenido y cobertura de cada aspecto	166
102-47 Lista de asuntos materiales	166
102-48 Reformulación de la información	No hay reformulaciones de la información
102-49 Cambios en el reporte	No contiene cambios significativos
102-50 Período objeto del reporte	2020
102-51 Fecha de último reporte	2019
102-52 Ciclo de reporte	Anual
102-53 Punto de contacto para preguntas y dudas sobre el reporte	163
102-54 Opción de conformidad con el GRI Standards	Esencial
102-55 Índice de contenidos GRI	168
102-56 Verificación externa	En 2020, la compañía decidió no verificar externamente la información de esta Memoria Integrada referida a los asuntos económicos, sociales y ambientales, por cuanto estos contenidos cuentan con la validación de las áreas respectivas.

SUPLEMENTO SECTORIAL ELÉCTRICO	Página
EU1 Capacidad instalada	14, 15
EU2 Producción neta de energía desglosada por fuente de energía	14, 15
EU3 Número de clientes residenciales, industriales y comerciales	55
EU4 Longitud de líneas de transmisión y distribución	12, 14, 15
EU5 Gestión para asegurar la disponibilidad y confiabilidad a corto y largo plazo de la electricidad	47-49
EU6 Participación de stakeholders en el proceso de decisión relacionado con la planificación energética y proyectos en desarrollo y construcción	ENGIE Energía Chile S.A. cuenta con un Modelo de Aproximación a Comunidades a partir del cual involucra de manera temprana a sus públicos de interés en el desarrollo de sus proyectos. Más información en páginas 69 y 77 a 82.

DESEMPEÑO ECONÓMICO	Página
GRI 103: Enfoque de gestión	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	70-71
103-2 Enfoque de gestión y componentes	70-71
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	70-71
GRI 201: Contenidos temáticos	
GRI 201-1 Valor económico directo generado y distribuido	74-75
GRI 201-2 Implicancias financieras y otros riesgos y oportunidades derivados del Cambio Climático	60-68, 83-90, 146

IMPACTOS ECONÓMICOS INDIRECTOS	Página
GRI 103: Enfoque de gestión	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	77
103-2 Enfoque de gestión y componentes	77
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	77
GRI 203: Contenidos temáticos	
203-2 Impactos económicos indirectos significativos	77-82

PRÁCTICAS DE ADQUISICIÓN	Página
GRI 103: Enfoque de gestión	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	101
103-2 Enfoque de gestión y componentes	101
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	101, 104
GRI 204: Contenidos temáticos	
204-1 Proporción de gasto en proveedores locales	103

ENERGÍA	Página
GRI 103: Enfoque de gestión	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	83
103-2 Enfoque de gestión y componentes	83
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	83
GRI 302: Contenidos temáticos	
302-1 Consumo energético dentro de la organización	89
302-4 Reducción del consumo energético	89

AGUA	Página
GRI 303: Enfoque de gestión	
303-1 Interacción con el agua como recurso compartido	83
303-2 Gestión de los impactos relacionados con los vertidos de agua	88-89
GRI 303: Contenidos temáticos	
303-4 Vertidos de agua	89

EMISIONES	Página
GRI 103: Enfoque de gestión	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	83
103-2 Enfoque de gestión y componentes	83
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	83
GRI 305: Contenidos temáticos	
305-1 Emisiones directas de GEI (alcance 1)	90
305-4 Intensidad de las emisiones de GEI	90
305-5 Reducción de las emisiones de GEI	90
305-7 Óxidos de Nitrógeno (NOx), óxidos de azufre (SOx) y otras emisiones significativas al aire	91

EFLUENTES Y RESIDUOS	Página
GRI 103: Enfoque de gestión	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	86
103-2 Enfoque de gestión y componentes	86
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	86
GRI 306: Contenidos temáticos	
306-2 Residuos por tipo y método de eliminación	87

CUMPLIMIENTO AMBIENTAL	Página
GRI 103: Enfoque de gestión	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	83
103-2 Enfoque de gestión y componentes	83
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	85
GRI 307: Contenidos temáticos	
307-1 Incumplimiento de la legislación y normativa ambiental	85

EMPLEO	Página
GRI 103: Enfoque de gestión	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	106
103-2 Enfoque de gestión y componentes	106
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	106
GRI 401: Contenidos temáticos	
401-1 Nuevas contrataciones de empleados y rotación del personal	107

SALUD Y SEGURIDAD EN EL TRABAJO	Página
GRI 403: Enfoque de gestión	
403-1 Sistema de gestión de la salud y la seguridad en el trabajo	95
403-2 Identificación de peligros, evaluación de riesgos e investigación de incidentes	96
403-3 Servicios de salud en el trabajo	100
403-4 Participación de los trabajadores, consultas y comunicación sobre salud y seguridad en el trabajo	98
403-5 Formación de los trabajadores sobre salud y seguridad en el trabajo	99
403-6 Fomento de la salud de los trabajadores	100
GRI 403: Contenidos temáticos	
403-8 Cobertura del sistema de gestión de la salud y la seguridad en el trabajo	95

FORMACIÓN Y ENSEÑANZA	Página
GRI 103: Enfoque de gestión	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	110
103-2 Enfoque de gestión y componentes	110
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	110
GRI 404: Contenidos temáticos	
404-1 Media de horas de formación al año por empleado	113
404-3 Porcentaje de empleados que reciben evaluaciones periódicas de desempeño y desarrollo profesional	112

DIVERSIDAD	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 405: Contenidos temáticos	
405-1 Diversidad en órganos de gobierno y empleados	24, 28, 116
405-2 Ratio del salario base y de la remuneración de mujeres frente a hombres	13, 118

EMPLEO LOCAL	Página
GRI 103: Enfoque de gestión	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	77
103-2 Enfoque de gestión y componentes	77
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	77
Empleo local	
Generación de empleo local y capacitación	78-81

CUMPLIMIENTO	Página
GRI 103: Enfoque de gestión	
103-1 Explicación del asunto material y sus coberturas	25
103-2 Enfoque de gestión y componentes	25
103-3 Evaluación del enfoque de gestión	25
GRI 419: Contenidos temáticos	
419-1 Incumplimiento de las leyes y normativas en los ámbitos social y económico	25



8.4 Compromiso con el Pacto Global

PRINCIPIOS PACTO GLOBAL	PÁGINA CON AVANCES 2020 Y/O VISIÓN CORPORATIVA
<p>PRINCIPIO 1</p> <p>Las empresas deben apoyar y respetar la protección de los derechos humanos fundamentales, reconocidos internacionalmente, dentro de su ámbito de influencia.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▶ En su Política de Derechos Humanos, denominada "Compromisos del Grupo en Materia de Derechos Humanos", ENGIE Energía Chile reafirma de manera pública su apoyo al respeto de los derechos humanos, según lo estipulado en los principios y directrices de Naciones Unidas (Código de Conducta y Ética en los Negocios, página 40, disponible en www.engie-energia.cl).
<p>PRINCIPIO 2</p> <p>Las empresas deben asegurarse de que sus socios y colaboradores no son cómplices en la vulneración de los Derechos Humanos.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▶ ENGIE Energía Chile incluye en los contratos con sus proveedores, contratistas y socios una disposición que estipula el respeto de estos grupos de interés a los compromisos en materia de derechos humanos que suscribe la compañía (Código de Conducta y Ética en los Negocios, página 44, disponible en www.engie-energia.cl).
<p>PRINCIPIO 3</p> <p>Las empresas deben apoyar la libertad de afiliación y el reconocimiento efectivo del derecho a la negociación colectiva.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▶ En el Compromiso N°2 de su Política de Derechos Humanos, Engie Energía Chile señala que se asegurará de que se respeten los derechos humanos de sus empleados, de conformidad con las convenciones de la Organización Internacional del Trabajo. Esto implica, entre otros aspectos, su "Reconocimiento de la libertad de asociación y el derecho a la negociación colectiva" (Código de Conducta y Ética en los Negocios, página 41, disponible en www.engie-energia.cl). ▶ Páginas 118 y 119 de la Memoria Integrada
<p>PRINCIPIO 4</p> <p>Las empresas deben apoyar la eliminación de toda forma de trabajo forzoso o realizado bajo coacción.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▶ En el Compromiso N°2 de su Política de Derechos Humanos, ENGIE Energía Chile señala que se asegurará de que se respeten los derechos humanos de sus empleados, de conformidad con las convenciones de la Organización Internacional del Trabajo. Esto implica, entre otros aspectos, su "Rechazo a todas las formas de trabajo forzoso u obligatorio" (Código de Conducta y Ética en los Negocios, página 41, disponible en www.engie-energia.cl).

PRINCIPIOS PACTO GLOBAL	PÁGINA CON AVANCES 2020 Y/O VISIÓN CORPORATIVA
<p>PRINCIPIO 5</p> <p>Las empresas deben apoyar la erradicación del trabajo infantil.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▶ En el Compromiso N°2 de su Política de Derechos Humanos, ENGIE Energía Chile señala que se asegurará de que se respeten los derechos humanos de sus empleados, de conformidad con las convenciones de la Organización Internacional del Trabajo. Esto implica, entre otros aspectos, su "Rechazo a todas las formas de trabajo forzoso u obligatorio" (Código de Conducta y Ética en los Negocios, página 41, disponible en www.engie-energia.cl).
<p>PRINCIPIO 6</p> <p>Las empresas deben apoyar la abolición de las prácticas de discriminación en el empleo y la ocupación.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Página 114 de la Memoria Integrada
<p>PRINCIPIO 7</p> <p>Las empresas deberán mantener un enfoque preventivo que favorezca el medio ambiente.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Página 83 de la Memoria Integrada
<p>PRINCIPIO 8</p> <p>Las empresas deben fomentar las iniciativas que promuevan una mayor responsabilidad ambiental.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Páginas 83 a 91 de la Memoria Integrada
<p>PRINCIPIO 9</p> <p>Las empresas deben favorecer el desarrollo y la difusión de las tecnologías respetuosas con el medio ambiente.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Páginas 83 a 91 de la Memoria Integrada
<p>PRINCIPIO 10</p> <p>Las empresas deben trabajar contra la corrupción en todas sus formas, incluidas extorsión y soborno.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Página 25 de la Memoria Integrada



CAPÍTULO 9

Estados Financieros

Estados Financieros / Declaración de Responsabilidad



Índice

Estados de Situación Financiera Consolidados Clasificado	181
Estados de Situación Financiera Consolidados Clasificado	182
Estados de Resultados Integrales Consolidados por Función.....	183
Otros Resultados Integrales Consolidados	184
Estados de Flujo de Efectivo - Directo.....	185
Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado	187
NOTA 1 - INFORMACION GENERAL	189
NOTA 2 - BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.....	189
2.1 Bases de Preparación	189
2.2 Nuevas IFRS e Interpretaciones del Comité de Interpretaciones de IFRS	190
2.3 Responsabilidad de la Información, Juicios y Estimaciones Realizadas.....	194
2.4 Entidades Filiales	195
2.5 Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación.....	195
2.6 Principios de Consolidación	196
2.7 Cambios en las políticas contables significativas	197
2.8 Moneda Funcional y de Presentación.....	197
2.9 Periodo Contable.....	197
2.10 Conversión de Moneda Extranjera	197
NOTA 3 - CRITERIOS CONTABLES APLICADOS	198
3.1 Propiedades, Plantas y Equipos	198
3.2 Combinación de Negocio y Plusvalía.....	199
3.3 Otros Activos No Financieros No Corrientes.....	200
3.4 Activos Intangibles	200
3.5 Deterioro de Activos	201
3.6 Activos arrendados.....	201
3.7 Instrumentos Financieros.....	202
3.8 Inventarios.....	209
3.9 Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Actividades Interrumpidas	209
3.10 Provisiones	210
3.11 Clasificación del Valor Corriente y No Corriente	210
3.12 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos	210

3.13 Reconocimiento de Ingresos y Gastos	211
3.14 Ganancia (Pérdida) por Acción.....	212
3.15 Dividendos.....	212
3.16 Efectivo y Equivalentes al Efectivo.....	212
3.17 Segmentos de Operación	212
3.18 Pasivos y Activos Contingentes	213
NOTA 4 - REGULACION SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELECTRICO.....	213
4.1 Descripción del Negocio.....	213
4.2 Información de Regulación y Funcionamiento del Sistema Eléctrico.....	213
4.3 Tipos de clientes.....	214
4.4 Principales Activos.....	214
4.5 Energías Renovables	214
NOTA 5 - REORGANIZACIONES SOCIETARIAS.....	215
5.1 Adquisición de filiales.....	215
NOTA 6 - EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.....	216
6.1 Disponible.....	216
6.2 Depósitos a Plazo	217
6.3 Efectivo y Equivalentes al Efectivo.....	218
NOTA 7 - OTROS ACTIVOS FINANCIEROS	218
NOTA 8 - OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS CORRIENTES.....	219
NOTA 9 - CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR	219
9.1 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	219
9.2 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	220
NOTA 10 - CUENTAS POR COBRAR, CUENTAS POR PAGAR Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS	222
10.1 Remuneración de Personal Clave de la Gerencia	222
10.2 Personal Clave de la Gerencia.....	223
10.3 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente	223
10.4 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente	224
10.5 Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	224
10.6 Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corrientes.....	225
10.7 Transacciones con Entidades Relacionadas	225

NOTA 11 - INVENTARIOS CORRIENTES	230
NOTA 12- IMPUESTOS CORRIENTES.....	231
NOTA 13 - OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS, NO CORRIENTE	231
NOTA 14 - INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION	232
NOTA 15 - ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE PLUSVALIA.....	233
NOTA 16 - PLUSVALIA.....	234
NOTA 17 - PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS	235
NOTA 18 - ACTIVOS POR DERECHO DE USO.....	240
NOTA 19 - IMPUESTOS DIFERIDOS	241
19.1 Los activos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos:.....	242
19.2 Los pasivos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos:	242
19.3 Conciliación Tasa Efectiva	243
19.4 Resultado Tributario de las Filiales Nacionales al término del periodo	244
NOTA 20 - OTROS PASIVOS FINANCIEROS	245
NOTA 21 - DERIVADOS Y OPERACIONES DE COBERTURA	247
NOTA 22 - PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS	250
NOTA 23 - GESTION DE RIESGOS.....	251
23.1 Riesgos de Mercado	252
23.2 Riesgo de Precio de Acciones.....	253
23.3 Riesgo de Precio de Combustibles	253
23.4 Riesgo de Crédito	254
23.5 Deudores Comerciales	254
23.6 Activos Financieros y Derivados.....	254
23.7 Riesgo de Liquidez.....	254
23.8 Seguros.....	255
23.9 Clasificación de Riesgo	255
NOTA 24 - CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR	256
NOTA 25 - PROVISIONES CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	257
NOTA 26 - OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS	257
NOTA 27 - OTRAS PROVISIONES NO CORRIENTES	258
NOTA 28 - PROVISIONES NO CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	259
NOTA 29 - PATRIMONIO.....	259

29.1 Política de Dividendos	260
29.2 Gestión de Capital	261
NOTA 30 - PARTICIPACION NO CONTROLADORAS	261
NOTA 31 - INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.....	262
NOTA 32 - COSTOS DE VENTA	263
NOTA 33 - OTROS INGRESOS Y EGRESOS DE LA OPERACION	264
NOTA 34 - GASTOS DE ADMINISTRACION.....	264
NOTA 35 - GASTOS DEL PERSONAL	265
NOTA 36 - OTROS GASTOS (INGRESOS)	265
NOTA 37 - INGRESOS FINANCIEROS	265
NOTA 38 - COSTOS FINANCIEROS	265
NOTA 39 - DIFERENCIAS DE CAMBIO	266
NOTA 40 - GANANCIA POR ACCION	267
NOTA 41 - GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS....	267
41.1 Garantías Directas	267
41.2 Garantías Indirectas	268
41.3 Caucciones Obtenidas de Terceros.....	269
41.4 Restricciones	271
41.5 Otras Contingencias	272
NOTA 42 - DOTACION.....	274
NOTA 43 - SANCIONES.....	274
NOTA 44 - MEDIO AMBIENTE.....	274
NOTA 45 - INFORMACION FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES	276
NOTA 46- HECHOS POSTERIORES.....	277
ANEXO 1 - SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENGIE ENERGIA CHILE S.A.....	278
ANEXO 2 - DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA	279

/ ENGIE Energia Chile S.A

Estados de Situación Financiera Consolidados Clasificado,

al 31 de diciembre de 2020 y 2019, expresado en miles de dólares estadounidenses

ACTIVOS	Nota	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	235.250	239.083
Otros activos financieros corrientes	7	54	471
Otros activos no financieros corrientes	8	14.894	8.181
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	9	107.242	96.638
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	10	812	11.999
Inventarios corrientes	11	76.680	116.204
Activos por impuestos corrientes, corriente	12	29.934	12.679
Activos Corrientes, Total		464.866	485.255
Activos No Corrientes			
Otros activos no financieros no corrientes	13	16.067	5.707
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	9	139.888	73.519
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	10	21.726	27.722
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	81.608	89.697
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	204.825	221.288
Plusvalía	16	25.099	25.099
Propiedades, planta y equipo	17	2.668.897	2.537.109
Activos por derecho de uso	18	76.457	24.282
Activos por impuestos diferidos	19	21.547	18.112
Activos No Corrientes, Total		3.256.114	3.022.535
Activos, Total		3.720.980	3.507.790

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 2020 y 2019, expresados en miles de dólares estadounidenses

PASIVOS	Nota	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
Pasivos Corrientes			
Otros pasivos financieros corrientes	20-21	64.280	102.083
Pasivos por arrendamientos corrientes	22	4.327	1.665
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	24	207.141	190.426
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	10	9.732	12.635
Pasivos por impuestos corrientes	12	10.161	23.432
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	25	15.524	12.348
Otros pasivos no financieros corrientes	26	12.294	14.896
Pasivos Corrientes, Total		323.459	357.485
Pasivos No Corrientes			
Otros pasivos financieros no corrientes	20-21	830.998	737.704
Pasivos por arrendamientos no corrientes	22	78.341	22.742
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	10	54.948	56.431
Otras provisiones no corrientes	27	62.418	16.395
Pasivo por impuestos diferidos	19	202.682	193.370
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	28	69	62
Otros pasivos no financieros no corrientes	26	57	0
Pasivos, No Corrientes, Total		1.229.513	1.026.704
Total Pasivos		1.552.972	1.384.189
Patrimonio			
Capital Emitido		1.043.728	1.043.728
Ganancias acumuladas		798.096	701.167
Otras Reservas	29	326.184	314.356
Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora		2.168.008	2.059.251
Participaciones No Controladoras	30	0	64.350
Patrimonio Total		2.168.008	2.123.601
Patrimonio y Pasivos, Total		3.720.980	3.507.790

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 2020 y 2019, expresados en miles de dólares estadounidenses

Estados de Resultados Integrales Consolidados por Función	Nota	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
Ingresos de actividades ordinarias	31	1.351.658	1.454.436
Costo de ventas	32	(1.043.672)	(1.042.145)
Ganancia bruta		307.986	412.291
Otros ingresos	33	3.380	6.290
Gastos de administración	34	(37.059)	(43.813)
Otros gastos o ingresos, por función	36	(10.753)	(185.086)
Ganancia por actividades de operación		263.554	189.682
Ingresos financieros	37	2.545	5.166
Costos financieros	38	(59.476)	(37.837)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	4.368	7.334
Diferencias de cambio	39	(7.269)	(3.024)
Ganancia, antes de Impuesto		203.722	161.321
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	19	(40.191)	(42.604)
Ganancia procedente de operaciones Continuas		163.531	118.717
Ganancia, atribuible a			
Ganancia, atribuible a los propietarios de la controladora		163.531	110.823
Ganancia, atribuible a participaciones no controladoras	30	0	7.894
Ganancias por Acción			
Ganancia		163.531	110.823
Ganancia por acción básica en operaciones continuadas	40	USD 0,155	USD 0,105

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 2020 y 2019, expresados en miles de dólares estadounidenses

Otros Resultados Integrales Consolidados	31/12/2020 KUSD	31/12/2019 KUSD
Ganancia	163.531	118.717
Coberturas del flujo de efectivo		
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	(13.299)	(14.826)
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	1.215	811
Otro resultado integral	(12.084)	(14.015)
Resultado Integral	151.447	104.702
Resultado Integral atribuible a:		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	151.447	96.808
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	0	7.894
Resultado Integral Total	151.447	104.702

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 2020 y 2019, expresados en miles de dólares estadounidenses

ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO - DIRECTO	Nota	31/12/2020 KUSD	31/12/2019 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		1.491.036	1.621.576
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		7.337	2.133
Otros cobros por actividades de operación		14	81.204
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(991.611)	(977.305)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(55.229)	(51.879)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(17.923)	(14.127)
Otros pagos por actividades de operación		(216)	(266)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) operaciones			
Intereses pagados, clasificados como actividades de operación		(55.681)	(21.471)
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(61.094)	(55.594)
Otras entradas (salidas) de efectivo, clasificados como actividades de operación		(85.300)	(106.439)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		231.333	477.832

/ ENGIE Energía Chile S.A

Estados de Flujo de Efectivo - Directo,

al 31 de diciembre de 2020 y 2019, expresados en miles de dólares estadounidenses

ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO - DIRECTO	Nota	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios		(56.651)	(35.472)
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades, clasificados como actividades de inversión		2.739	0
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades, clasificados como actividades de inversión		(2.354)	0
Importes procedentes de ventas de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		0	35
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(185.089)	(154.720)
Cobros a entidades relacionadas		7.500	21.559
Intereses recibidos		1.894	2.706
Pagos derivados de contratos de futuro, a término de opciones y permuta financiera		(36.000)	(31.983)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		26.435	27.902
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(241.526)	(169.973)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		50.000	215.000
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		500.000	0
Pagos de préstamos		(480.000)	(225.000)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(2.327)	(2.868)
Dividendos pagados		(64.813)	(118.703)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		2.860	(131.571)
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(7.333)	176.288
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		1.123	(1.671)
Incremento (disminución) de efectivo y equivalentes al efectivo		(6.210)	174.617
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del período	6	241.460	64.466
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	6	235.250	239.083

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 2020, expresado en miles de dólares estadounidenses

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto al 31 de Diciembre de 2020	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
	Cambios en Capital Emitido Acciones Ordinarias	Otras Reservas Varias	Reservas de Conversión				
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Patrimonio al 01/01/2020	1.043.728	314.356	0	701.167	2.059.251	64.350	2.123.601
Ganancia	0	0	0	163.531	163.531	0	163.531
Otros Resultados Integrales	0	(12.084)	0	0	(12.084)	0	(12.084)
Total Resultados Integrales	0	(12.084)	0	163.531	151.447	0	151.447
Dividendos	0	0	0	(66.602)	(66.602)	0	(66.602)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	0	23.912	0	0	23.912	(64.350)	(40.438)
Cambios en Patrimonio	0	11.828	0	96.929	108.757	(64.350)	44.407
Saldo Final Período Actual 31/12/2020	1.043.728	326.184	0	798.096	2.168.008	0	2.168.008

(1) Con fecha 31 de marzo, EECL y su filial Inversiones Hornitos S.A. suscribieron con su cliente Minera Centinela, los actos y contratos que se indican a continuación:

1. Modificación del contrato de suministro eléctrico celebrado entre Inversiones Hornitos S.A. y Minera Esperanza, actualmente Minera Centinela y filial de Antofagasta Minerals S.A., de fecha 7 de septiembre de 2009 y por una potencia de 150 MW, con el objeto de aplicar un descuento al precio a regir durante los años 2020 y 2021 y poner como fecha de término el 31 de diciembre de 2021;
2. Modificación del contrato de suministro eléctrico celebrado entre Inversiones Hornitos S.A. y Minera El Tesoro, posteriormente absorbida por Minera Esperanza, hoy Minera Centinela, de fecha 20 de diciembre de 2012 y por una potencia de 36 MW, con el objeto de aplicar un descuento al precio a regir durante los años 2020 y 2021 y poner como fecha de término el 31 de diciembre de 2021;
3. La celebración de un nuevo contrato de suministro eléctrico entre EECL y Minera Centinela, por una potencia convenida de 186 MW, a regir en el período enero a 2022 a diciembre 2033, con un precio reajutable según la variación del indicador CPI, diferenciado entre los períodos 2022 a 2028 y 2029 a 2033; y
4. La modificación de los acuerdos relativos al gobierno corporativo y propiedad de Inversiones Hornitos S.A., incluyendo (a) el acuerdo de no distribuir nuevos dividendos de ésta hasta la extinción de la deuda que mantiene para con EECL, de manera que los fondos provenientes de la generación de caja de Inversiones Hornitos S.A. sean destinados al repago de la deuda que ésta actualmente mantiene con EECL; y (b) la transferencia a EECL, a más tardar en diciembre de 2021, del 40% remanente de las acciones de Inversiones Hornitos S.A. (hasta ahora de propiedad de Inversiones Punta de Rieles Limitada, sociedad relacionada a Antofagasta Minerals S.A.). El acuerdo global implica que EECL se hará del control 100% de la filial Inversiones Hornitos S.A. y como consecuencia se produce la eliminación del interés minoritario en dicha filial.

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 Período Anterior 31/12/2019	1.043.728	314.356	0	701.167	2.059.251	64.350	2.123.601

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 Isidora Goyenechea N° 2800 Oficinas 1601,1701, 1801, 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 631.924.219 acciones, sin valor nominal y de serie única, cuya participación alcanza al 59,99%, el 40,01% 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 2020 fueron aprobados en el Directorio de la Sociedad el 26 de enero de 2021. 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.

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 2020 y 2019, 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 2020 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.

a) 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
Marco Conceptual	Marco Conceptual (revisado)	1 de enero de 2020

Marco Conceptual (revisado)

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

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

La enmienda es aplicable por primera vez en 2020, sin embargo, no tiene impacto en los estados financieros consolidados de la entidad.

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 39 e IFRS 7	Reforma de la Tasa de Interés de Referencia	1 de enero de 2020
IFRS 16	Reducciones del alquiler relacionadas con el Covid-19	1 de enero de 2020

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 períodos 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).

La enmienda es aplicable por primera vez en 2020, sin embargo, no tiene impacto en los estados financieros consolidados de la entidad.

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.

La enmienda es aplicable por primera vez en 2020, sin embargo, no tiene impacto en los estados financieros consolidados de la entidad.

IFRS 9, IAS 39 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.

La enmienda es aplicable por primera vez en 2020, sin embargo, no tiene impacto en los estados financieros consolidados de la entidad.

IFRS 16 Reducciones del alquiler relacionadas con el Covid-19

En mayo 2020, el IASB emitió una enmienda a la norma IFRS 16 Arrendamientos para proporcionar alivio a los arrendatarios en la aplicación de la guía de IFRS 16 relacionada con las modificaciones del arrendamiento por las reducciones de alquileres que ocurran como consecuencia directa de la pandemia Covid-19. La enmienda no es aplicable a los arrendadores.

Como solución práctica, un arrendatario puede optar por no evaluar si la reducción del alquiler relacionadas con el Covid-19 otorgada por un arrendador es una modificación del arrendamiento. Un arrendatario que realiza esta elección reconocerá los cambios en los pagos por arrendamiento procedentes de las reducciones del alquiler relacionadas con el Covid-19 de la misma forma que reconocería el cambio bajo IFRS 16 como si dicho cambio no fuese una modificación del arrendamiento.

Un arrendatario aplicará esta solución práctica de forma retroactiva, reconociendo el efecto acumulado de la aplicación inicial de la enmienda como un ajuste en el saldo inicial de los resultados acumulados (u otro componente del patrimonio, según proceda) al comienzo del periodo anual sobre el que se informa en el cual el arrendatario aplique por primera vez la enmienda.

Un arrendatario aplicará esta enmienda para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de junio de 2020. Se permite la aplicación anticipada, incluyendo en los estados financieros no autorizados para su publicación al 28 de mayo de 2020.

La enmienda es aplicable por primera vez en 2020, 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
IFRS 17 Contratos de Seguro	1 de enero de 2023

IFRS 17 Contratos de Seguro

En mayo de 2017, el IASB emitió la IFRS 17 Contratos de Seguros, una nueva norma de contabilidad específica 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, así como a ciertas garantías e instrumentos financieros con determinadas características de participación discrecional. Algunas excepciones dentro del alcance podrán ser aplicadas.

IFRS 17 será efectiva para periodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2023, requiriéndose cifras comparativas. La aplicación anticipada es permitida, siempre que la entidad aplique IFRS 9 Instrumentos Financieros, en o antes de la fecha en la que se aplique por primera vez IFRS 17.

La enmienda es aplicable por primera vez en 2023, sin embargo, no tendrá impacto en los estados financieros consolidados de la entidad.

Enmiendas	Fecha de aplicación obligatoria
IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 e IFRS 16	Reforma de la Tasa de Interés de Referencia - fase 2 1 de enero de 2021
IFRS 3	Referencia al Marco Conceptual 1 de enero de 2022
IAS 16	Propiedad, planta y equipo: productos obtenidos antes del uso previsto 1 de enero de 2022
IAS 37	Contratos onerosos - costo de cumplimiento de un contrato 1 de enero de 2022
IAS 1	Clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes 1 de enero de 2023
IFRS 10 e IAS 28	Estados Financieros Consolidados - venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto Por determinar

IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 e IFRS 16 Reforma de la Tasa de Interés de Referencia - Fase 2

En agosto de 2020, el IASB publicó la segunda fase de la Reforma de la Tasa de Interés de Referencia que comprende enmiendas a las normas IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 e IFRS 16. Con esta publicación, el IASB completa 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 abordan los efectos en la información financiera cuando una tasa de interés de referencia (IBOR, por sus siglas inglés) es reemplazada por una tasa de interés alternativa casi libres de riesgo.

Las enmiendas son requeridas y la aplicación anticipada es permitida. Una relación de cobertura debe ser reanudada si la relación de cobertura fue descontinuada únicamente debido a los cambios requeridos por la reforma de la tasa de interés de referencia y, por ello, no habría sido descontinuada si la segunda fase de enmiendas hubiese sido aplicada en ese momento. Si bien su aplicación es retrospectiva, no se requiere que una entidad reexpresé períodos anteriores.

La Sociedad realizará la evaluación del impacto de la enmienda una vez entre en vigencia.

IFRS 3 Referencia al Marco Conceptual

En mayo 2020, el IASB emitió enmiendas a la norma IFRS 3 Combinaciones de Negocios - Referencia al Marco Conceptual. Estas enmiendas están destinadas a reemplazar la referencia a una versión anterior del Marco Conceptual del IASB (Marco de 1989) con una referencia a la versión actual emitida en marzo 2018 sin cambiar significativamente sus requerimientos.

Las enmiendas serán efectivas para períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2022 y deben ser aplicadas retrospectivamente. Se permite la aplicación anticipada si, al mismo tiempo o con anterioridad, una entidad aplica también todas las enmiendas contenidas en las enmiendas a las Referencias al Marco Conceptual de las Normas IFRS emitidas en marzo de 2018.

Las enmiendas proporcionarán consistencia en la información financiera y evitarán posibles confusiones por tener más de una versión del Marco Conceptual en uso.

La Sociedad realizará la evaluación del impacto de la enmienda una vez entre en vigencia.

IAS 16 Propiedad, planta y equipo: Productos Obtenidos antes del Uso Previsto

La enmienda prohíbe a las entidades deducir del costo de un elemento de propiedad, planta y equipo, cualquier venta obtenida al llevar ese activo a la ubicación y condiciones necesarias para que pueda operar en la forma prevista por la gerencia. En su lugar, una entidad reconocerá los productos procedentes de la venta de esos elementos, y su costo, en el resultado del periodo, de acuerdo con las Normas aplicables.

La enmienda será efectiva para períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2022. La enmienda debe ser aplicada retrospectivamente solo a los elementos de propiedades, planta y equipo disponibles para su uso en o después del comienzo del primer periodo presentado en los estados financieros en los que la entidad aplique por primera vez la enmienda.

La Sociedad realizará la evaluación del impacto de la enmienda una vez entre en vigencia.

IAS 37 Contratos onerosos - costo de cumplimiento de un contrato

En mayo 2020, el IASB emitió enmiendas a la norma IAS 37 Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes para especificar los costos que una entidad necesita incluir al evaluar si un contrato es oneroso o genera pérdidas.

La enmienda será efectiva para períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2022. La enmienda debe ser aplicada retrospectivamente a los contratos existentes al comienzo del periodo anual sobre el que se informa

en el que la entidad aplique por primera vez la enmienda (fecha de la aplicación inicial). La aplicación anticipada es permitida y debe ser revelada.

Las enmiendas están destinadas a proporcionar claridad y ayudar a garantizar la aplicación consistente de la norma. Las entidades que aplicaron previamente el enfoque de costo incremental verán un aumento en las provisiones para reflejar la inclusión de los costos relacionados directamente con las actividades del contrato, mientras que las entidades que previamente reconocieron las provisiones por pérdidas contractuales utilizando la guía de la norma anterior, IAS 11 Contratos de Construcción, deberán excluir la asignación de costos indirectos de sus provisiones.

La Sociedad realizará la evaluación del impacto de la enmienda una vez entre en vigencia.

IAS 1 Presentación de Estados Financieros – Clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes

En junio 2020, el IASB emitió enmiendas a los párrafos 69 al 76 de IAS 1 para especificar los requerimientos para la clasificación de los pasivos como corrientes o no corrientes.

Las enmiendas son efectivas para períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2023. Las entidades deben considerar cuidadosamente si hay algún aspecto de las enmiendas que sugiera que los términos de sus acuerdos de préstamo existentes deben renegociarse. En este contexto, es importante resaltar que las enmiendas deben aplicarse retrospectivamente.

La Sociedad realizará la evaluación del impacto de la enmienda una vez entre en vigencia.

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.

La Sociedad realizará la evaluación del impacto de la enmienda una vez que entre en vigencia.

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 2020.

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 SpA.", "Edelnor Transmisión S.A.", "Solairedirect Generación VI SpA", "Solairedirect Generación IX SpA", "Parque Eólico Los Trigales SpA", "Solar Los Loros SpA", "PV Coya SpA" y "Eólica Monte Redondo 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 Mantenedidos para la Venta y Operaciones Discontinuas. 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 2020. 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 82.668 (total consolidado, ver Nota 22). 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 2020 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 Período Contable

Los presentes Estados Financieros Consolidados cubren el siguiente período:

- Estados de Situación Financiera Consolidada, por los años terminado al 31 de diciembre de 2020 y 2019.
- Estados de Cambios en el Patrimonio, por los años terminado al 31 de diciembre de 2020 y 2019.
- Estados de Resultados Integrales Consolidados, por los años terminado al 31 de diciembre de 2020 y 2019.
- Estados de Flujo de Efectivo Directo, por los años terminado al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

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	31/12/2020 USD 1	31/12/2019 USD 1
Peso Chileno	710,9500	748,7400
Euro	0,8141	0,8918
Yen	103,3000	108,9000
Peso Argentino	84,1411	59,8300
Libra Esterlina	0,7351	0,7615
Unidad de Fomento	40,8894	37,8101

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
Parque Eólico	Vida útil años	25	45
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 efectiva (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 pueden incluir partidas tales como cuentas por cobrar comerciales y préstamos a partes relacionadas y que son 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 28).

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 imponibles. 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 distributable 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 2020, ENGIE ENERGIA CHILE S.A. posee una capacidad instalada de 2.182 MW en el Sistema Eléctrico Nacional, conformando aproximadamente el 8,35% del total de la potencia bruta del Sistema. La Sociedad opera 2.330 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) Cientes 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) Cientes 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 2.182 MW en el Sistema Eléctrico Nacional (8,35%) 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 242 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.

Con fecha 17 de abril de 2019 la Sociedad adquirió las filiales “Solar Los Loros SpA” con una potencia instalada de 46 MWp y “Solairdirect Generación Andacollo SpA” con una potencia instalada de 1,3MWp.

Con fecha 01 de julio de 2020 la Sociedad adquirió la filial “Eólica Monte Redondo SpA” con una potencia instalada de 82,4 MW.

Para el cumplimiento de la normativa vigente, la Sociedad adquiere en el mercado los atributos de Energía Renovable No Convencional (ERNC).

NOTA 5 – REORGANIZACIONES SOCIETARIAS

5.1 Adquisición de filiales

Con fecha 29 de marzo de 2018 la Sociedad adquirió las filiales “Solairdirect Transmisión SpA”, “SD Minera SpA”, “Solairdirect Generación II SpA”, “Solairdirect Generación VI SpA”, “Solairdirect Generación IX SpA”, “Solairdirect Generación XI SpA”, y “Solairdirect Generación XV SpA” a la Sociedad Francesa “Solairdirect S.A.S.”

Con fecha 9 de julio de 2018 la Sociedad adquirió la filial Parque Eólico Los Trigales 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 “Solairdirect Generación Andacollo SpA” a Solaire Direct Chile Ltda. y Engie Solar SAS. Esta compra fue tratada como una inversión.

Solairdirect 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 Solairdirect 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 Solairdirect 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.

Con fecha 31 de marzo de 2020, EECL y su filial Inversiones Hornitos S.A. suscribieron con su cliente Minera Centinela, los actos y contratos que se indican a continuación:

1. Modificación del contrato de suministro eléctrico celebrado entre Inversiones Hornitos S.A. y Minera Esperanza, actualmente Minera Centinela y filial de Antofagasta Minerals S.A., de fecha 7 de septiembre de 2009 y por una potencia de 150 MW, con el objeto de aplicar un descuento al precio a regir durante los años 2020 y 2021 y poner como fecha de término el 31 de diciembre de 2021;
2. Modificación del contrato de suministro eléctrico celebrado entre Inversiones Hornitos S.A. y Minera El Tesoro, posteriormente absorbida por Minera Esperanza, hoy Minera Centinela, de fecha 20 de diciembre de 2012 y por una potencia de 36 MW, con el objeto de aplicar un descuento al precio a regir durante los años 2020 y 2021 y poner como fecha de término el 31 de diciembre de 2021;
3. La celebración de un nuevo contrato de suministro eléctrico entre EECL y Minera Centinela, por una potencia convenida de 186 MW, a regir en el periodo enero a 2022 a diciembre 2033, con un precio reajutable según la variación del indicador CPI, diferenciado entre los períodos 2022 a 2028 y 2029 a 2033; y
4. La modificación de los acuerdos relativos al gobierno corporativo y propiedad de Inversiones Hornitos S.A., incluyendo (a) el acuerdo de no distribuir nuevos dividendos de ésta hasta la extinción de la deuda que mantiene para con EECL, de manera que los fondos provenientes de la generación de caja de Inversiones Hornitos S.A. sean destinados al repago de la deuda que ésta actualmente mantiene con EECL; y (b) la transferencia a EECL, a más tardar en diciembre de 2021, del 40% remanente de las acciones de Inversiones Hornitos S.A. (hasta ahora de propiedad de Inversiones Punta de Rieles Limitada, sociedad relacionada a Antofagasta Minerals S.A.). El acuerdo global implica que EECL se hará del control 100% de la filial Inversiones Hornitos S.A. y como consecuencia se produce la eliminación del interés minoritario en dicha filial.

Con fecha 3 de abril de 2020 la Sociedad adquirió la filial PV Coya SpA a Holding Intihuaira SpA.

Con fecha 1 de julio de 2020 la Sociedad adquirió la filial Eólica Monte Redondo SpA a Engie Latam S.A. la cual cuenta con dos activos de generación: Parque Eólico Monte Redondo y Central Hidroeléctrica Laja.

“Solairdirect Transmisión SpA”, “SD Minera SpA”, “Solairdirect Generación XI SpA”, y “Solairdirect Generación XV SpA” fueron fusionadas en Engie Energía Chile S.A. con fecha 1 de diciembre de 2020.

(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 2020 y 2019, clasificado por tipo de efectivo es el siguiente:

Clases de Efectivo y Equivalente de Efectivo (Presentación)	31/12/2020 KUSD	31/12/2019 KUSD
Efectivo en Caja	47	45
Saldos en Bancos	40.993	9.464
Depósitos a corto plazo, clasificados como equivalentes al efectivo	194.210	229.574
Total de Efectivo y Equivalente de Efectivo	235.250	239.083

Reconciliación saldo inicial flujo efectivo

Reconciliación saldo inicial flujo efectivo	KUSD
Saldo inicial al 01-01-2020	239.083
Incremento por adquisición de filial (Julio 2020) (1)	2.377
Total saldo inicio reconciliado	241.460

(1) Filial Eólica Monte Redondo 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	31/12/2020 KUSD	Tasa %	Vencimiento	31/12/2019 KUSD
Banco Consorcio	USD	0,65%	04/01/2021	5.006	3,45%	13/01/2020	8.027
Banco Consorcio	USD	0,37%	08/01/2021	5.808	3,50%	13/01/2020	7.023
Banco Consorcio	USD	0,50%	20/01/2021	5.002	-	-	0
Banco Consorcio	USD	0,70%	26/01/2021	9.014	-	-	0
Banco Itaú Corpbanca	USD	0,50%	04/01/2021	3.001	3,25%	02/01/2020	10.025
Banco Itaú Corpbanca	USD	0,37%	07/01/2021	8.003	3,50%	02/01/2020	10.033
Banco Itaú Corpbanca	USD	0,82%	11/01/2021	20.008	2,90%	07/01/2020	16.018
Banco Itaú Corpbanca	USD	0,65%	15/01/2021	4.502	2,70%	17/01/2020	6.002
Banco Scotiabank	USD	0,05%	04/01/2021	7.000	3,55%	09/01/2020	15.060
Banco Scotiabank	USD	0,02%	05/01/2021	4.000	3,50%	11/01/2020	4.013
Banco Scotiabank	USD	-	-	0	2,40%	13/01/2020	6.000
Banco Scotiabank	USD	-	-	0	2,55%	14/01/2020	16.016
Banco Santander	USD	0,48%	06/01/2021	1.401	2,20%	03/01/2020	4.501
Banco Santander	USD	0,65%	11/01/2021	14.706	1,44%	06/01/2020	6.678
Banco Santander	USD	0,40%	14/01/2021	10.004	2,24%	10/01/2020	6.501
Banco Santander	USD	0,70%	25/01/2021	8.003	2,42%	27/01/2020	11.000
Banco Estado	USD	0,05%	06/01/2021	22.000	2,45%	02/01/2020	6.003
Banco Estado	USD	0,05%	12/01/2021	4.000	2,47%	02/01/2020	13.010
Banco Estado	USD	-	-	0	1,56%	03/01/2020	5.343
Banco Estado	USD	-	-	0	2,32%	03/01/2020	12.003
Banco Estado	USD	-	-	0	2,30%	10/01/2020	3.001
Banco Chile	USD	0,10%	04/01/2021	7.000	3,15%	02/01/2020	8.019
Banco Chile	USD	0,10%	06/01/2021	21.800	2,20%	28/01/2020	3.001
Banco Chile	USD	0,55%	19/01/2021	5.502	-	-	0
Banco BCI	USD	0,04%	05/01/2021	19.500	3,30%	02/01/2020	6.019
Banco BCI	USD	0,02%	06/01/2021	1.500	2,32%	08/01/2020	4.001
Banco BCI	USD	0,30%	06/01/2021	1.300	2,71%	10/01/2020	10.008
Banco BCI	USD	0,11%	13/01/2021	5.900	2,65%	13/01/2020	6.004
Banco BCI	USD	-	-	0	2,77%	17/01/2020	16.014
Banco BCI	USD	-	-	0	2,57%	27/01/2020	10.001
Banco BBVA	USD	0,11%	04/01/2021	250	1,55%	03/01/2020	250
Total Consolidado				194.210			229.574

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 1/1/2020	Provenientes	Utilizados	Total	Adquisición de filiales	Ventas de filiales	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Nuevos arrendamientos financieros	Otros cambios	Saldo al 31/12/2020
	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)	(1)
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 20)	754.623	500.000	(419.125)	80.875	0	0	0	0	0	9.284	844.782
Préstamos que devengan intereses (Nota 20)	80.663	50.000	(80.819)	(30.819)	0	0	0	0	0	652	50.496
Préstamos de empresas relacionadas (Nota 10.5)	12.635	83.107	(86.010)	(2.903)	0	0	0	0	0	0	9.732
Total	847.921	633.107	(585.954)	47.153	0	0	0	0	0	9.936	905.010

(1) Saldo correspondiente a la porción corriente y no corriente

(2) Corresponde al devengamiento de intereses

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo						
	Saldo al 1/1/2019	Provenientes	Utilizados	Total	Adquisición de filiales	Ventas de filiales	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Nuevos arrendamientos financieros	Otros cambios	Saldo al 31/12/2019
	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)	(1)
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 20)	751.529	0	(38.250)	(38.250)	0	0	0	0	0	41.344	754.623
Préstamos que devengan intereses (Nota 20)	91.472	175.000	(185.000)	(10.000)	0	0	0	0	0	(809)	80.663
Préstamos de empresas relacionadas (Nota 10.5)	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	40.535	847.921

NOTA 7 – OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

Corriente

Detalle de Instrumentos	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
Fondos Mutuos	54	471
Total Otros Activos Financieros	54	471

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	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
Banco Santander Río	USD	54	471
Total Fondos Mutuos		54	471

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.

Tipo de pago	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
Seguros Pagados por Anticipado (1)	6.923	4.491
IVA Crédito Fiscal	6.988	2.111
Anticipos a Proveedores	958	1.144
Otros	25	435
Total	14.894	8.181

(1) Corresponde a pólizas para EECL y afiliadas, por daños materiales e interrupción del negocio, responsabilidad civil y otros riesgos.

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 23 “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	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
Facturas y cuentas por Cobrar	98.541	88.511
Deudores Varios Corrientes	233	372
Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	8.468	7.755
Total	107.242	96.638

9.2 Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes

Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
Cuentas por cobrar (*)	139.868	73.499
Otros Deudores Varios	20	20
Total	139.888	73.519

(*) Corresponde a cuentas por cobrar originadas por la implementación de la Ley 21.185 de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica al Cliente Regulado. De estas cuentas kUSD 130.950 y kUSD 8.918 corresponden a cuentas por cobrar a compañías distribuidoras por parte de Engie Energía Chile y de Eólica Monte Redondo, respectivamente.

Los saldos de deudores brutos de la sociedad al 31 de diciembre de 2020, 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	90.014	5.169	2.180	447	359	326	204	243	275	4.726	103.943	141.936
Estimación incobrables	(371)	(21)	(4)	(5)	(319)	(326)	(204)	(243)	(275)	(3.634)	(5.402)	(2.068)
Deudores varios corrientes	233	0	0	0	0	0	0	0	0	0	233	20
Estimación incobrables	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otras cuentas por cobrar corrientes	8.468	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8.468	0
Total	98.344	5.148	2.176	442	40	0	0	0	0	1.092	107.242	139.888

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 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

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 2020	Cartera Repactada		Cartera No Repactada		Total Cartera Bruta	
	N° Clientes	Monto USD	N° Clientes	Monto USD	N° Clientes	Monto
Al día	-	0	1.043	98.715	1.043	98.715
Entre 1 y 30 días	-	0	357	5.169	357	5.169
Entre 31 y 60 días	-	0	140	2.180	140	2.180
Entre 61 y 90 días	-	0	33	447	33	447
Entre 91 y 120 días	-	0	54	359	54	359
Entre 121 y 150 días	-	0	22	326	22	326
Entre 151 y 180 días	-	0	26	204	26	204
Entre 181 y 210 días	-	0	10	243	10	243
Entre 211 y 250 días	-	0	9	275	9	275
Superior a 251 días	1	2.288	422	2.438	423	4.726
Total		2.288		110.356		112.644

Tramos de Morosidad al 31 de Diciembre de 2019	Cartera Repactada		Cartera No Repactada		Total Cartera Bruta	
	N° Clientes	Monto USD	N° Clientes	Monto USD	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

Provisiones y Castigos	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
Saldo Inicial	4.103	3.593
Provisión cartera no repactada	5.114	493
Recuperos del periodo	(2.038)	(412)
Otros	291	429
Saldo final	7.470	4.103

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 28 de abril de 2020, 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 2020 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 periodo 2020 este comité no ha realizado gastos con cargo a este presupuesto.

Remuneraciones del Directorio	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
Cristian Eyzaguirre, Director	93	101
Mauro Valdes, Director	93	101
Claudio Iglesias, Director	93	101
Total Honorarios por Remuneración del Directorio	279	303

ENGIE ENERGIA CHILE S.A., durante el periodo 2020, no pagó asesorías adicionales a ningún miembro del Directorio de la Sociedad, y registra gastos por un monto de kUSD 91 por concepto de gastos generales del Directorio en el mismo periodo.

Remuneración de Gerentes y Ejecutivos Principales	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
Remuneraciones	2.993	2.291
Beneficios de corto plazo	328	317
Total	3.321	2.608

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

Gerente y Ejecutivos Principales.

Nombre	Cargo
Axel Levêque	Gerente General
Fernando Valdés	Gerente Corporativo Jurídico
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
Luis Meersohn	Gerente Corporativo Comercial
Pablo Villarino	Gerente Corporativo de Relaciones Institucionales

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	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	Chile	Matriz Común	CLP	0	95
76.134.397-1	ENGIE Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	123	7.934
76.134.397-1	ENGIE Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	UF	6	2
76.134.397-1	ENGIE Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	2	0
96.885.200-0	ENGIE Latam S.A.	Chile	Matriz	UF	41	29
96.885.200-0	ENGIE Latam S.A.	Chile	Matriz	CLP	12	0
96.885.200-0	ENGIE Latam S.A.	Chile	Matriz	USD	414	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control conjunto	USD	1	3.844
76.122.327-5	Desert Bioenergy S.A.	Chile	Afiliada	CLP	0	2
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	Peso Argentino	2	0
76.129.879-8	Solairedirect Chile Ltda.	Chile	Matriz Común	CLP	0	20
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	30	10
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	2	0
0-E	Suez International	Francia	Matriz Común	USD	0	20
88.689.100-8	IMA Industrial Ltda.	Chile	Matriz Común	UF	5	10
76.242.762-1	IMA SpA	Chile	Matriz Común	USD	101	33
0-E	Engie Perú S.A.	Perú	Matriz Común	USD	73	0
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente					812	11.999

10.4 Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (1)	Chile	Control conjunto	USD	21.726	27.722
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente					21.726	27.722

(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	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
96.543.670-7	CAM Chile SpA	Chile	Matriz Común	UF	3	0
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	USD	31	0
0-E	Engie Digital	Francia	Matriz Común	EUR	11	0
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	349	338
0-E	Engie GBS Latam SA de CV	México	Matriz Común	USD	49	523
0-E	Engie Information et Technology	Francia	Matriz Común	EUR	60	65
96.885.200-0	ENGIE Latam S.A.	Chile	Matriz	EUR	0	21
96.885.200-0	ENGIE Latam S.A.	Chile	Matriz	USD	9	0
0-E	Engie S.A.	Francia	Matriz Común	EUR	13	72
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	Chile	Matriz Común	USD	0	222
76.108.126-8	IMA Automatización Ltda.	Chile	Matriz Común	UF	51	46
88.689.100-8	IMA Industrial Ltda.	Chile	Matriz Común	UF	510	665
88.689.100-8	IMA Industrial Ltda.	Chile	Matriz Común	CLP	0	100
77.292.170-5	Inversiones Punta Rieles Ltda.	Chile	Accionista	USD	0	3.762
76.284.839-2	Laborelec Chile Spa	Chile	Matriz Común	EUR	0	65
76.284.839-2	Laborelec Chile Spa	Chile	Matriz Común	UF	0	46
59.281.960-0	Laborelec Latin America	Chile	Matriz Común	EUR	98	0
76.143.206-0	Los Andes Rent a Car Ltda.	Chile	Matriz Común	UF	2	9
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	5.273	996
76.129.879-8	Solairedirect Chile Ltda.	Chile	Matriz Común	CLP	0	309
0-E	Solairedirect Global Operations SA	Suiza	Matriz Común	USD	181	0
96902900-6	Termika S.A. Ingeniería y Montaje	Chile	Matriz Común	UF	0	88
96.858.530-4	Termika Servicios de Mantenimiento S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	0	55
96.858.530-4	Termika Servicios de Mantenimiento S.A.	Chile	Matriz Común	UF	221	0
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	UF	120	7
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	11	45
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control conjunto	USD	1.329	2.220
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control conjunto	CLP	21	1.718
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.(1)	Chile	Control conjunto	USD	1.390	1.263
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes					9.732	12.635

(1) 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	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
76.134.397-1	ENGIE Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	0	93
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (1)	Chile	Control conjunto	USD	54.948	56.338
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corrientes					54.948	56.431

(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						31/12/2020		31/12/2019	
Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	Descripción de la Transacción	Monto	Efecto en Resultado	Monto	Efecto en Resultado
						kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
96.543.670-7	CAM Chile SpA	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Recibidos	20	(20)	15	(15)
0-E	Electrabel Corporate HQ Benelux	Bélgica	Matriz Común	USD	Servicios	24	0	23	0
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	Peso argentino	Servicios Prestados	2	2	2	2
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	Peso argentino	Servicios Recibidos	308	(308)	203	(203)
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	USD	Compra de Gas	7.147	(7.147)	1.560	(1.560)
0-E	Engie Digital	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	11	(11)	0	0
0-E	Engie (China) Energy Technology Co Ltd	China	Matriz Común	USD	Servicios	0	0	4	0
0-E	Engie Energy Marketing Singapore Pte Ltd	Singapur	Matriz Común	USD	Indemnización	2.000	2.000	0	0
76.023.027-8	Engie Factory Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios	0	0	3	(3)
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	26	26	16	16
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	85	85	66	66
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	152	(152)	146	(146)
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Venta de Gas	27.101	27.101	15.307	15.307

Entidad						31/12/2020		31/12/2019	
Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	Descripción de la Transacción	Monto	Efecto en Resultado	Monto	Efecto en Resultado
						kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Transporte de Gas	938	938	580	580
76.134.397-1	Engie Gas Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	Recuperación de Gasto	1	1	25	0
0-E	Engie GBS Latam S.A. de CV	México	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	717	(717)	1.341	(1.341)
0-E	ENGIE Global Markets	Francia	Matriz Común	USD	Instrumentos de Derivados	0	0	1.210	(1.210)
0-E	Engie Hydrogen International SAS	Francia	Matriz Común	USD	Recuperación de gastos	99	99	0	0
0-E	Engie Information et Technologies	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios	205	(205)	145	(145)
96.885.200-0	ENGIE Latam S.A.	Chile	Matriz	USD	Dividendo	35.142	0	59.169	0
96.885.200-0	ENGIE Latam S.A.	Chile	Matriz	UF	Arriendos	432	432	354	354
96.885.200-0	ENGIE Latam S.A.	Chile	Matriz	EUR	Servicios	21	(21)	20	(20)
96.885.200-0	ENGIE Latam S.A.	Chile	Matriz	USD	Recuperacion de Gastos	773	773	0	0
96.885.200-0	ENGIE Latam S.A.	Chile	Matriz	CLP	Recuperacion de Gastos	33	33	0	0
96.885.200-0	ENGIE Latam S.A.	Chile	Matriz	USD	Compra de acciones	55.031	0	0	0
96.885.200-0	ENGIE Latam S.A.	Chile	Matriz	USD	Servicios Recibidos	8	(8)	0	0
96.885.200-0	ENGIE Latam S.A.	Chile	Matriz	USD	Servicios Prestados	124	124	0	0
0-E	Engie SA	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios	58	(58)	71	(71)
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Recuperación de gastos	0	0	10	0
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA	Chile	Matriz Común	CLP	Recuperación de gastos	6	6	0	0
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	28	28	0	0
76.215.533-8	Engie Stream Solutions Chile SpA	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	29	29	0	0
0-E	Engie Solar S.A.S	Francia	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	205	0	0	0
0-E	Engie Perú S.A.	Perú	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	73	73	0	0
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA (*)	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Prestados	560	560	1.495	1.495
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA (*)	Chile	Matriz Común	USD	Venta de Energía y Potencia	40	40	49	49
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA (*)	Chile	Matriz Común	USD	Compra de Energía y Potencia	26	(26)	388	(388)

Entidad						31/12/2020		31/12/2019	
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 SpA (*)	Chile	Matriz Común	USD	Impuestos Verdes	0	0	39	39
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA (*)	Chile	Matriz Común	USD	Peaje	8	(6)	20	20
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA (*)	Chile	Matriz Común	CLP	Recuperacion de Gastos	0	0	1	0
76.579.088-3	Factory Soluciones SpA	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios	0	0	1	(1)
76.108.126-8	IMA Automatización Ltda	Chile	Matriz Común	UF	Servicios	256	(256)	341	(341)
76.108.126-8	IMA Automatización Ltda	Chile	Matriz Común	USD	Servicios	9	(9)	0	0
76.108.126-8	IMA Automatización Ltda	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios	39	(39)	0	0
88.689.100-8	IMA Industrial Ltda.	Chile	Matriz Común	UF	Servicios	12	12	8	8
88.689.100-8	IMA Industrial Ltda.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios	8.353	(8.121)	3.671	(3.671)
88.689.100-8	IMA Industrial Ltda.	Chile	Matriz Común	USD	Servicios	0	0	442	(442)
76.242.762-1	IMA S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Recuperación de gastos	352	352	33	0
76.242.762-1	IMA S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	21	21	0	0
77.292.170-5	Inversiones Punta Rieles Ltda.	Chile	Accionista	USD	Provisión Dividendos	0	0	10.308	0
77.292.170-5	Inversiones Punta Rieles Ltda.	Chile	Accionista	USD	Pago de Dividendos	0	0	8.000	0
76.284.839-2	Laborelec Chile SpA	Chile	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	0	0	109	(81)
76.284.839-2	Laborelec Chile SpA	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Recibidos	0	0	16	0
59.281.960-0	Laborelec Latin America	Chile	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	535	(346)	180	(163)
59.281.960-0	Laborelec Latin America	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Recibidos	0	0	70	(25)
76.143.206-0	Los Andes Rent a Car Ltda.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Recibidos	16	(16)	30	(30)
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Venta Energía, Potencia y Servicios	595	595	1.055	1.055

(*) Las transacciones con Eólica Monte Redondo SpA. corresponden a aquellas comprendidas entre el 01.01.2020 y 30.06.2020, ya que a partir del 01.07.2020 esta sociedad forma parte de la Consolidación de Engie Energía Chile.

Entidad						31/12/2020		31/12/2019	
Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	Descripción de la Transacción	Monto	Efecto en Resultado	Monto	Efecto en Resultado
						kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Servicio de Regasificación de gas	47.589	(47.589)	43.716	(43.716)
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Recuperación de Gastos	5	0	0	0
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	54	54	0	0
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Peaje	659	659	693	693
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Impuestos Verdes	0	0	5	5
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	70	70	0	0
76.129.879-8	Solairedirect Chile Ltda.	Chile	Matriz Común	UF	Servicios	0	0	218	(218)
76.129.879-8	Solairedirect Chile Ltda.	Chile	Matriz Común	USD	Servicios	0	0	65	(65)
0-E	Solairedirect Global Operations SA	Suiza	Matriz Común	USD	Servicios Prestados	181	0	0	0
0-E	SSINERGIE blu.e	Francia	Matriz Común	EUR	Servicios	34	(34)	101	(101)
0-E	Suez Internacional	Francia	Matriz Común	USD	Recuperación de gastos	0	0	20	0
96.902.900-6	Termika S.A. Ingeniería y Montajes	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	0	0	264	0
96.902.900-6	Termika S.A. Ingeniería y Montajes	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Recibidos	46	0	313	0
96.902.900-6	Termika S.A. Ingeniería y Montajes	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Recibidos	2	0	0	0
96.858.530-4	Termika Servicios de Mantenición S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Recibidos	10	(10)	290	(290)
96.858.530-4	Termika Servicios de Mantenición S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Recibidos	374	(374)	58	(58)
0-E	Tractebel Engineering S.A.	Bélgica	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	68	(68)	66	0
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Recibidos	40	(20)	0	0
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	EUR	Servicios Recibidos	0	0	3	0
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Servicios Recibidos	397	(375)	403	(240)
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Recibidos	231	(121)	55	(12)

Entidad						31/12/2020		31/12/2019	
Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	Descripción de la Transacción	Monto	Efecto en Resultado	Monto	Efecto en Resultado
						kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	4	4	11	7
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Préstamos (Intereses)	865	865	1.529	1.529
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Pago de Préstamo	7.500	0	21.559	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Servicios Prestados	640	640	612	612
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Recuperación de gastos	2	2	5	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	UF	Arriendo de instalaciones	229	229	253	253
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	UF	Arriendos	19	19	0	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	UF	Arriendos Pagados	47	(47)	0	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	CLP	Recuperación de gastos	11	11	0	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	CLP	Reembolso de gastos	14	(14)	0	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	CLP	Peajes	7.675	(7.675)	7.492	(7.492)
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	CLP	Venta de Energía y Potencia	109	109	229	229
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Amortización Leasing (Capital)	1.263	0	1.148	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Amortización Leasing (Intereses)	6.064	(6.064)	6.220	(6.220)
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Compra Materiales	76	0	0	0
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Control Conjunto	USD	Dividendos	0	0	2.558	0

Existen garantías, otorgadas o recibidas por las transacciones con partes relacionadas (ver Nota 41.2).

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	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
Materiales y Suministro Operación	104.359	102.698
Provisión Obsolescencia	(26.265)	(24.327)
Provisión Deterioro Repuestos	(42.295)	(42.295)
Carbón	28.128	49.939
Petróleo Bunker N° 6	511	511
Petróleo Diesel	2.049	2.398
Cal Hidratada	5.710	5.532
Caliza - Biomasa - Arena Silice	1.707	1.081
GNL	2.623	20.488
Lubricantes	153	179
Total	76.680	116.204

El detalle de los costos de inventarios reconocidos en gastos en los periodos 2020 y 2019, se muestra en el siguiente cuadro:

Gastos del Periodo	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
Combustibles para la operación	233.345	253.152
Otros insumos de la operación	11.144	12.983
Materiales y repuestos	8.045	8.514
Total	252.534	274.649

Los movimientos de la provisión de obsolescencia son los siguientes:

Provisión Obsolescencia Inventarios (1)	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
Saldo Inicial	24.327	27.643
Reverso provision por venta de repuestos	0	(1.292)
Aumento (disminución) provisión	1.938	(2.024)
Total	26.265	24.327

(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	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
PPM	20.588	2.379
Crédito Fuente Extranjera	459	459
Impuesto por Recuperar Ejercicios Anteriores	8.661	9.341
Crédito Sence	0	274
Otros Impuestos por Recuperar	226	226
Total Impuestos por Recuperar	29.934	12.679

b) Pasivos por Impuestos Corrientes

Impuestos a la Renta	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
Gasto Tributario Corriente	10.109	23.012
Impuesto Único Artículo 21	52	420
Total Impuestos por Pagar	10.161	23.432

NOTA 13 - OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS, NO CORRIENTE

Otros Activos No Financieros	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
Derecho sobre otros activos	2.161	2.161
Proyecto en Desarrollo "Plantas Solares" (1)	3.109	1.163
Proyecto en Desarrollo "Parque Eólico Los Trigales" (1)	4.493	1.484
Proyecto en Desarrollo "Fotovoltaico Coya" (1)	4.582	0
Otros Proyectos en Desarrollo (1)	1.225	569
Otros	497	330
Total	16.067	5.707

(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:

Plantas Solares: Proyectos Fotovoltaicos ubicados entre las regiones Arica y Parinacota y Atacama, en etapa temprana de desarrollo.

Parque Eólico Los Trigales: Consiste en un proyecto eólico ubicado en la región de La Araucanía.

Central Fotovoltaica ubicada en la región de Antofagasta.

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 2020 es el siguiente:

Tipo de Relación	Sociedad	Número de Acciones	Porcentaje de participación	Saldo al 31/12/2019	Resultado devengado	Provisión dividendos	Variación Reserva derivados de cobertura al 31/12/2020	Total al 31/12/2020
				%	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Control Conjunto	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	1.438.448	50,00%	89.697	4.368	0	(12.457)	81.608
Total				89.697	4.368	0	(12.457)	81.608

Resultado Devengado	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	4.368	7.334

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%	86.008	738.578	824.586	39.890	739.275	779.165	45.421	74.151	26.873	11.124

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)	(11.824)	89.697

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

NOTA 15 - ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE PLUSVALIA

La Sociedad presenta los siguientes activos intangibles: movimiento y reconciliación al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

Activos Intangibles Neto	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes, neto (1)	199.949	216.732
Servidumbres, neto	4.876	4.556
Total Neto	204.825	221.288

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	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes, bruto	362.134	362.134
Servidumbres, bruto	13.847	13.063
Total Bruto	375.981	375.197

Amortización de Activos Intangibles	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
Amortización, Intangibles, Relación Contractual Clientes	(162.185)	(145.402)
Amortización, Servidumbres	(8.971)	(8.507)
Total Amortización	(171.156)	(153.909)

Los activos intangibles por concepto presentan el siguiente movimiento durante el ejercicio 2020 y 2019.

Activos Intangibles	Saldo Bruto Inicial 01/01/2020 kUSD	Adiciones (Bajas) Período kUSD	Saldo Bruto Final al 31/12/2020 kUSD	Amortización Acumulada al 31/12/2019 kUSD	Amortización Período kUSD	Amortización Acumulada (Bajas) 31/12/2020 kUSD	Amortización Acumulada al 31/12/2020 kUSD	Saldo Neto al 31/12/2020 kUSD
Intangibles, Relación Contractual Clientes (combinación de negocios)	362.134	0	362.134	(145.402)	(16.783)	0	(162.185)	199.949
Servidumbres	13.063	784	13.847	(8.551)	(420)	0	(8.971)	4.876
TOTALES	375.197	784	375.981	(153.953)	(17.203)	0	(171.156)	204.825

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

La amortización de los activos intangibles es registrada en el rubro costo de venta del estado de resultados (Nota 32).

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 - PLUSVALIA

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	31/12/2020 KUSD	31/12/2019 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 periodo 2020 son los siguientes:

Movimientos Año 2020	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas y Equipos	Equipamiento Tecnologías de la Información	Instalaciones Fijas y Accesorios	Vehículos de Motor	Otras Propiedades Planta y Equipo	Total Propiedades, Planta y Equipo
	KUSD	KUSD	KUSD	KUSD	KUSD	KUSD	KUSD	KUSD	KUSD
Valor Bruto	101.005	37.968	282.523	3.656.657	38.162	442.361	11.901	258.197	4.828.774
Depreciación Acumulada	0	0	(98.153)	(1.498.748)	(31.156)	(260.309)	(9.012)	(160.526)	(2.057.904)
Deterioro	0	0	(2.673)	(203.753)	(530)	(14.927)	0	(11.878)	(233.761)
Saldo Inicial al 01-01-2020	101.005	37.968	181.697	1.954.156	6.476	167.125	2.889	85.793	2.537.109
Adiciones	213.180	0	0	39.341	5	0	0	(418)	252.108
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios PPE	48	316	0	55.801	228	0	0	168	56.561
Bajas	0	0	0	(158)	0	0	(3)	0	(161)
Deterioro (*)	0	0	0	(18.437)	0	0	0	0	(18.437)
Gastos por Depreciación	0	0	(8.081)	(121.816)	(2.719)	(10.409)	(674)	(14.584)	(158.283)
Cierre Obras en Curso	(42.333)	0	358	4.875	1.931	3.064	199	31.906	0
Cambios, Total	170.895	316	(7.723)	(40.394)	(555)	(7.345)	(478)	17.072	131.788
Saldo Final 31-12-2020	271.900	38.284	173.974	1.913.762	5.921	159.780	2.411	102.865	2.668.897

(*) Provisiones de desmantelamiento de unidades de generación han sido actualizadas y los montos asociados a las unidades de generación a carbón que ya cuentan con registros de deterioros en periodos anteriores, se han actualizado y registrado como un mayor deterioro.

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	Otras Propiedades, Planta y Equipo	Total Propiedades, Planta y Equipo
	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	248.076	4.628.805
Depreciación Acumulada	0	0	(90.005)	(1.388.124)	(28.001)	(250.506)	(8.647)	(147.000)	(1.912.283)
Deterioro	0	0	(653)	(62.765)	(132)	(14.926)	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	98.758	2.635.728
Adiciones	174.449	0	32	8.537	6	18	0	(4.778)	178.264
Adiciones amortización IFRS 16	554	0	0	0	0	0	0	0	554
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios PPE	0	0	0	14.024	0	0	0	0	14.024
Bajas	0	0	(345)	(242)	0	(20)	0	0	(607)
Deterioro	0	0	(2.020)	(140.988)	(398)	(1)	0	(9.560)	(152.967)
Gastos por Depreciación	0	0	(8.146)	(102.615)	(3.155)	(9.803)	(640)	(13.528)	(137.887)
Cierre Obras en Curso	(1.028.468)	499	16.896	963.667	4.694	27.072	739	14.901	0
Cambios, Total	(853.465)	499	6.417	742.383	1.147	17.266	99	(12.965)	(98.619)
Saldo Final 31-12-2019	101.005	37.968	181.697	1.954.156	6.476	167.125	2.889	85.793	2.537.109

* 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. 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 CTM 1 y CTM 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.

La composición del rubro Propiedades, Plantas y Equipos, al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Neto (Presentación)	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
Construcción en Curso		
Construcción en Curso Centrales Renovables	200.294	33.508
Construcción en Curso Subestaciones de Transmisión	24.443	8.337
Construcción en Curso Otros	47.163	59.160
Terrenos	38.284	37.968
Edificios	173.974	181.697

Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Neto (Presentación)	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
Planta y Equipos		
Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	69.597	84.800
Centrales Termoeléctricas	1.542.806	1.613.143
Centrales Diesel	1.111	1.345
Centrales Hidroeléctricas	22.402	204
Centrales Fotovoltaicas	35.930	32.653
Parque Eólico	36.962	0
Gasoductos	115.612	128.843
Puertos	89.342	93.168
Equipamiento de Tecnología de la Información	5.921	6.476
Instalaciones Fijas y Accesorios		
Lineas de Transmisión y Subestaciones	157.561	164.172
Otras Instalaciones Fijas y Accesorios	2.219	2.953
Vehículos de Motor	2.411	2.889
Otras Propiedades, Planta y Equipo		
Edificios en Leasing	11.762	12.080
Lineas de Transmisión y Subestaciones en Leasing	44.525	45.837
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Leasing	3.704	3.799
Otras Propiedades, Planta y Equipo	42.874	24.077
Total Propiedades, Planta y Equipos	2.668.897	2.537.109

Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Bruto (Presentación)	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
Construcción en Curso		
Construcción en Curso Centrales Renovables	200.294	33.508
Construcción en Curso Subestaciones de Transmisión	24.443	8.337
Construcción en Curso Otros	47.163	59.160
Terrenos	38.284	37.968
Edificios	281.111	282.523

Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Neto (Presentación)	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
Planta y Equipos		
Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	318.345	317.733
Centrales Termoeléctricas	2.700.138	2.668.354
Centrales Diesel	42.191	42.191
Centrales Hidroeléctricas	40.993	6.426
Centrales Fotovoltaicas	49.968	45.128
Parque Eólico	94.551	0
Gasoductos	428.325	428.325
Puertos	150.037	148.500
Equipamiento de Tecnología de la Información	41.183	38.157
Instalaciones Fijas y Accesorios		
Lineas de Transmisión y Subestaciones	384.001	381.544
Otras Instalaciones Fijas y Accesorios	61.425	60.818
Vehículos de Motor	12.122	11.902
Otras Propiedades, Planta y Equipo		
Edificios en Leasing	12.716	12.716
Lineas 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	220.832	189.105
Total Propiedades, Planta y Equipos	5.204.498	4.828.771

Clases de Depreciación Acumulada, Propiedades, Planta y Equipos (Presentación)	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
Depreciación Acumulada, Edificios	(104.464)	(98.153)
Depreciación Acumulada, Planta y Equipos		
Depreciación Acumulada, Centrales Termoeléctrica de Ciclo Combinado	(248.748)	(232.933)
Depreciación Acumulada, Centrales Termoeléctricas	(935.495)	(851.811)
Depreciación Acumulada, Centrales Diesel	(40.727)	(40.493)
Depreciación Acumulada, Centrales Hidroeléctricas	(18.591)	(6.222)
Depreciación Acumulada, Centrales Fotovoltaicas	(14.038)	(12.475)
Depreciación Acumulada, Parque Eólico	(57.589)	0
Depreciación Acumulada, Gasoductos	(312.713)	(299.482)
Depreciación Acumulada Puertos	(60.695)	(55.332)
Depreciación Acumulada, Equipamiento de Tecnologías de la Información	(34.732)	(31.151)
Depreciación Acumulada, Instalaciones Fijas y Accesorios		
Depreciación Acumulada, Lineas de Transmisión y Subestaciones	(211.513)	(202.445)
Depreciación Acumulada, Otras Instalaciones Fijas y Accesorios	(59.206)	(57.865)
Depreciación Acumulada, Vehículos de Motor	(9.711)	(9.013)
Depreciación Acumulada, Otras Propiedades, Planta y Equipos		
Depreciación Acumulada, Edificios en Leasing	(954)	(636)
Depreciación Acumulada, Lineas de Transmisión y Subestaciones en Leasing	(7.861)	(6.549)
Depreciación Acumulada, Otras Propiedades, Planta y Equipo en Leasing	(286)	(191)
Depreciación Acumulada, Otras Propiedades, Planta y Equipos	(166.080)	(153.150)
Total Depreciación Acumulada, Propiedades, Planta y Equipos	(2.283.403)	(2.057.901)

Clases de Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos (Presentación)	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
Deterioro de Valor, Edificios	(2.673)	(2.673)
Deterioro de Valor, Planta y Equipos		
Depreciación Acumulada Centrales Diesel	(353)	(353)
Depreciación Acumulada Centrales Termoeléctricas	(221.837)	(203.400)
Deterioro de Valor, Equipamiento de Tecnologías de la Información	(530)	(530)
Deterioro de Valor, Instalaciones Fijas y Accesorios	(14.927)	(14.927)
Deterioro de Valor, Otras Propiedades, Planta y Equipos	(11.878)	(11.878)
Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos	(252.198)	(233.761)
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos	(2.535.601)	(2.291.662)

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	31/12/2020 KUSD	31/12/2019 KUSD
Infraestructura Energética Mejillones	5,096%	0	14.985
Proyectos Renovables	3,750%	4.439	0
Total		4.439	14.985

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, arrendatario	31 de diciembre de 2020		
	Valor Bruto KUSD	Interés KUSD	Valor Presente KUSD
Menor a un año	7.023	5.633	1.390
Entre 1 año y cinco años	28.093	20.999	7.094
Más de cinco años	84.279	36.425	47.854
Total	119.395	63.057	56.338

Reconciliación de los pagos mínimos del leasing, 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	41.413	49.889
Total	126.418	68.817	57.601

Ver nota 10.5 y 10.6

NOTA 18 - ACTIVOS POR DERECHO DE USO

Al 31 de diciembre de 2020 el saldo de los activos por derecho de uso es KUSD 76.457, 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 2020 y 2019 son los siguientes:

Activos por Derecho de Uso Año 2020	Terrenos KUSD	Vehículos de Motor KUSD	Total KUSD
Activos por derecho de uso	81.460	1.153	82.613
Amortización	(5.007)	(1.149)	(6.156)
Saldo Final 31-12-2020	76.453	4	76.457

Activos por Derecho de Uso Año 2019	Terrenos KUSD	Vehículos de Motor KUSD	Total KUSD
Activos por derecho de uso	25.809	1.153	26.962
Amortización	(1.982)	(698)	(2.680)
Saldo Final 31-12-2019	23.827	455	24.282

18.1 Reconciliación de los pagos mínimos de los Activos en Leasing

Reconciliación de los pagos mínimos del leasing, arrendatario	31 de diciembre de 2020			
	Valor Bruto KUSD	Valor Interés KUSD	Valor presente corto plazo KUSD	Valor presente largo plazo KUSD
Menor a un año	6.993	2.666	4.327	0
Entre 1 año y 3 años	16.484	7.434	0	9.050
Entre 3 años y 5 años	10.937	4.487	0	6.450
Más de 5 años	92.730	29.889	0	62.841
Total	127.144	44.476	4.327	78.341

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 19 - 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%

19.1 Los activos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos:

Activos por Impuestos Diferidos	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Provisiones	13.944	12.016
Activos por Impuestos Diferidos Relativos valor justo Propiedades, Planta y Equipos (no son al costo)	103.134	96.292
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Ingresos Pre Operativos	4.580	4.815
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Pérdidas Tributarias	24.187	0
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Intangibles	568	609
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Ingresos Diferidos	7.016	3.494
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	1.357	1.697
Activos por Impuestos Diferidos	154.786	118.923

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.

19.2 Los pasivos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos:

Pasivos por Impuestos Diferidos	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Depreciaciones	138.558	118.037
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Obligaciones por Beneficios Post-Empleo	1.154	1.154
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Intangibles	61.515	66.796
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Intereses Capitalizables	38.245	38.019
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Diferencias de Costo de Propiedades, Planta y Equipos en Filiales	78.197	51.963
Pasivos por Impuestos Diferidos por Diferencia de Costo Histórico Propiedades, Planta y Equipos Filial Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	10.983	12.548
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	7.269	5.664
Pasivos por Impuestos Diferidos	335.921	294.181

Los Impuestos diferidos se presentan en el balance como se indica a continuación:

	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
Activos por impuestos diferidos no corrientes	21.547	18.112
Pasivos por impuestos diferidos no corrientes	202.682	193.370
Neto	181.135	175.258

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

19.3 Conciliación Tasa Efectiva

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019 la conciliación del gasto por impuesto es el siguiente:

19.3.1 Consolidado

Concepto	2020		2019	
	Impuesto 27%	Tasa Efectiva	Impuesto 27%	Tasa Efectiva
	kUSD	%	kUSD	%
Impuesto teórico sobre resultado financiero	54.247	27,00	43.672	27,00
Gastos no aceptados	0	0,00	0	0,00
Diferencias permanentes VP Filiales	(1.179)	(0,94)	(1.980)	(1,23)
Otras diferencias permanentes	(12.877)	(6,33)	912	0,64
Total Diferencias Permanentes	(14.056)	(7,27)	(1.068)	(0,59)
Gasto por Impuesto a la Renta	40.191	19,73	42.604	26,41

19.3.2 Entidades Nacionales

Concepto	2020		2019	
	Impuesto 27%	Tasa Efectiva	Impuesto 27%	Tasa Efectiva
	kUSD	%	kUSD	%
Impuesto teórico sobre resultado financiero	57.563	27,00	43.168	27,00
Gastos No Aceptados	0	0,00	0	0,00
Diferencias permanentes VP Filiales	(1.179)	(0,54)	(1.980)	(1,24)
Otras Diferencias Permanentes	(13.840)	(6,50)	1.490	0,93
Total Diferencias Permanentes	(15.019)	(7,04)	(490)	(0,31)
Gasto por Impuesto a la Renta	42.544	19,96	42.678	26,69

19.3.3 Entidades Extranjeras

Concepto	2020		2019	
	Impuesto 35%	Tasa Efectiva	Impuesto 35%	Tasa Efectiva
	kUSD	%	kUSD	%
Impuesto teórico sobre resultado financiero, Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	(3.316)	35,00	504	35,00
Gastos No Aceptados	0	0,00	0	0,00
Otras Diferencias Permanentes	963	(10,17)	(578)	(40,14)
Total Diferencias Permanentes	963	(10,17)	(578)	(40,14)
Gasto por Impuesto a la Renta	(2.353)	24,83	(74)	(5,14)

19.3.4 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	2020 kUSD	2019 kUSD
Gasto Tributario Corriente (Provisión Impuesto)	32.345	69.482
Impuesto Único Artículo 21	52	420
Ajuste Gasto Tributario (Ejercicio Anterior)	667	(556)
Efecto por Activos o Pasivos por Impuesto Diferido del Ejercicio	20.177	(28.675)
Beneficio Tributario por Pérdidas Tributarias	(11.077)	792
Diferencias Impuesto Otras Jurisdicciones	(758)	330
Impuesto a las ganancias relativos a inversiones en instrumentos de patrimonio de otro resultado integral	(1.215)	811
Total	40.191	42.604

19.3.5 Impuesto a las ganancias relacionado con otro resultado integral

Item	2020 kUSD	2019 kUSD
Impuesto a las ganancias relativos a inversiones en instrumentos de patrimonio de otro resultado integral	1.215	(811)
Total	1.215	(811)

19.4 Resultado Tributario de las Filiales Nacionales al término del periodo

Al 31 de diciembre de 2020 kUSD 130.837.

Al 31 de diciembre de 2019 kUSD 246.472.

NOTA 20 - OTROS PASIVOS FINANCIEROS

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, los otros pasivos financieros son los siguientes:

Otros Pasivos Financieros	31/12/2020		31/12/2019	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Préstamos que devengan intereses	64.280	830.998	97.582	737.704
Derivados de cobertura (ver nota 21)	0	0	4.501	0
Total	64.280	830.998	102.083	737.704

Préstamos que devengan intereses

Clases de préstamos que devengan intereses	31/12/2020		31/12/2019	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Préstamos bancarios	50.496	0	80.663	0
Obligaciones con público	13.784	830.998	16.919	737.704
Total	64.280	830.998	97.582	737.704

20.1 Préstamos que Devengan Intereses, Corrientes

Entidad Deudora		Entidad Acreedora			Hasta 90 días		90 días a 1 año		Total	Total					
Rut	Nombre	Pais	Rut	Nombre	Pais	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
										kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Estado (1)	Chile	USD	Bullet	1,580	1,580	0	0	50.496	0	50.496	0
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Scotiabank (2)	Chile	USD	Bullet	2,173	2,173	0	0	0	40.169	0	40.169
88.006.900-4	Engie Energia Chile S.A.	Chile	0-E	Banco Estado (3)	Chile	USD	Bullet	3,100	3,100	0	0	0	40.494	0	40.494
Préstamos que Devengan Intereses, Total										0	0	50.496	80.663	50.496	80.663

(1) Crédito de corto plazo por USD 50 millones con Banco Estado devenga interés a tasa fija, con vencimiento el 14 de mayo de 2021 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 40 millones con Banco Scotiabank devenga interés a tasa fija, fue entendido 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. Pre-pagado en febrero de 2020.

(3) El crédito de corto plazo por USD 40 millones con Banco Estado devenga interés a tasa fija, fue extendido 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. Pre-pagado en febrero de 2020.

20.2 Obligaciones con el Público

20.2.1 Obligaciones con el Público, corriente

Entidad Deudora		Entidad Acreedora					Hasta 90 días		90 días a 1 año		Total		
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
										kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	6,015	5,625	0	10.313	0	0
88.006.900-4	Engie Energía 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
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	USD	Bullet	3,669	3,400	7.178	0	0	0
Obligaciones con el Público, Total										13.784	16.919	0	0

20.2.2 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	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
										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	0	0	398.250	0	0
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	420.875	0	0	341.372	0
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	The Bank of New York Mellon (3)	EEUU	USD	Bullet	3,669	3,400	661.500	0	0	489.626	0
Obligaciones con el Público, Total										0	398.250	341.372	0	489.626

(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 la Regulación "S" (Regulation S) ambas de la ley de valores de los Estados Unidos de America (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 Luxembourg Stock Exchange) y para ser transados en el Euro MTF Market de la Bolsa de Comercio de Luxemburgo. Los bonos contemplaban una tasa de interés de cupón de 5,625% anual con intereses pagaderos semestralmente, comenzando el 15 de julio de 2011, y el capital pagadero en una sola cuota final el 15 de enero de 2021. En enero de 2020 la Compañía anunció un programa voluntario de rescate anticipado de estos bonos sujeto a la colocación de un nuevo bono conforme a las normas de la Regla "144-A" y la Regulación "S", según se explica más adelante.

(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 la Regulación "S" (Regulation S) ambas de la ley de valores de los Estados Unidos de America (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 Luxembourg 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 cupón de 4,500% anual. 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.

(3) Con fecha 23 de enero de 2020, EECL emitió bonos en el mercado internacional por un monto total de USD 500.000.000. Una parte importante de los fondos obtenidos por la nueva emisión fue destinada al pago de la oferta realizada en el programa voluntario de rescate anticipado de los bonos por USD 400.000.000 con vencimiento original en enero de 2021 ("Any and All Tender Offer"). Posteriormente, la Compañía hizo uso de la opción de prepago contenida en la documentación del bono con vencimiento en enero de 2021, para así poder realizar el retiro y pago de la obligación remanente con los tenedores de bonos que no participaron en el programa voluntario de rescate. En febrero de 2020 la Compañía logró el repago íntegro del bono por USD 400.000.000 con vencimiento original en enero de 2021. Los fondos restantes de la nueva emisión fueron destinados al repago de deuda existente, costos de la transacción y otros fines generales de la compañía. El monto total de primas pagadas por dichos rescates anticipados alcanzó la suma de USD 13.618.079,36 que fue cargada en su totalidad a los resultados del ejercicio 2020. El nuevo bono de USD 500.000.000 contempla un plazo de 10 años y una tasa de interés de cupón de 3,400% anual. Los intereses se pagarán semestralmente, comenzando el día 28 de julio de 2020 y el capital se amortizará en una sola cuota final el día 28 de enero de 2030.

20.2.3 Obligaciones con el público valor nominal

Año 2020

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 Efectiva	Tasa Nominal	Valor Nominal	31/12/2020	31/12/2020	31/12/2020	31/12/2020	31/12/2020	
										kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD		
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	420.875	15.750	31.500	373.625	0	420.875	
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	O-E	The Bank of New York Mellon (3)	EEUU	USD	Bullet	3,669	3,400	661.500	17.000	34.000	34.000	576.500	661.500	
Total										1.082.375	32.750	65.500	407.625	576.500	1.082.375	

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 Efectiva	Tasa Nominal	Valor Nominal	31/12/2019	31/12/2019	31/12/2019	31/12/2019	31/12/2019	
										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	6,098	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	

NOTA 21 - DERIVADOS Y OPERACIONES DE COBERTURA

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, 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	31/12/2020				31/12/2019											
	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	0	0	0	0	4.501	0								
Total	0	0	0	0	0	0	4.501	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
			31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD	
Forward	Tipo de cambio	Obligaciones en moneda local	0	132.000	Flujos de caja

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020 y 2019, la Sociedad 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	31/12/2020	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2019
	Valor Libro kUSD	Valor Justo kUSD	Valor Libro kUSD	Valor Justo kUSD
Efectivo y equivalentes al efectivo				
Efectivo en caja	47	47	45	45
Saldos en Bancos	40.993	40.993	9.464	9.464
Depósitos a corto plazo, clasificados como equivalentes al efectivo	194.210	194.210	229.574	229.574
Activos financieros				
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, no corrientes	247.130	247.130	170.157	170.157
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	812	812	11.999	11.999
Pasivos financieros				
Otros pasivos financieros	895.278	929.998	864.194	782.707
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	207.141	207.141	190.426	190.426
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes, no corrientes	64.680	64.680	69.066	69.066

Instrumentos Financieros medidos a valor razonable	31/12/2020 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	0	0	0	0
Total	0	0	0	0

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

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 22 - PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, los pasivos por arrendamientos son los siguientes:

Pasivos por arrendamientos	31/12/2020		31/12/2019	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
Leasing NIIF 16	4.327	78.341	1.665	22.742
Total	4.327	78.341	1.665	22.742

22.1 Pasivos por Arrendamientos, Corrientes

Entidad Deudora		Entidad Acreedora		Hasta 90 días		90 días a 1 año		Total					
Rut	Nombre	País	Nombre	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
								kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Defensa Nacional	UTM	Semestral	4,455	4,455	64	61	26	24	90	85
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	153	136	202	175	355	311
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	110	97	144	125	254	222
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	192	0	252	0	444	0
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	CLP	Mensual	3,395	3,395	134	123	409	377	543	500
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	37	40	71	27	108	67
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Deka Inmobiliaria Chile One SpA	UF	Mensual	2,430	2,430	206	0	583	0	789	0
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Los Andes Rent a Car Ltda.	UF	Mensual	2,990	2,990	3	3	0	10	3	13
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Sencorp Rentas Inmobiliarias SpA	UF	Mensual	2,450	2,450	110	0	311	0	421	0
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Compañía de Leasing Tattersall S.A.	UF	Mensual	3,373	3,373	0	191	0	191	0	382
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,940	2,940	284	0	328	0	612	0
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,560	3,560	28	0	32	0	60	0
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,670	2,670	7	0	45	0	52	0
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	Chile	Monte Redondo S.A.	USD	Trimestral	4,006	4,006	84	0	158	0	242	0
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	Chile	Sociedad Agrícola Río Escondido Ltda.	UF	Anual	4,371	4,371	4	43	43	0	47	43
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	CLP	Mensual	2,960	2,960	12	10	34	32	46	42
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina S.A.	Chile	Ministerio de Defensa Nacional	UTM	Semestral	2,500	2,500	140	0	121	0	261	0
Pasivos por Arrendamientos, Total								1.568	704	2.759	961	4.327	1.665

22.2 Pasivos por Arrendamientos, No Corrientes

Entidad Deudora		Entidad Acreedora		1 a 3 años		3 a 5 años		Más de 5 años		Total al						
Rut	Nombre	País	Nombre	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Valor Nominal	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019		
									kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD	kUSD		
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Defensa Nacional	UTM	Semestral	4,455	4,455	170	154	126	115	1.395	1.391	1.691	1.660	
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	651	574	477	427	8.443	6.139	9.571	7.140	
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	465	410	340	305	6.026	4.382	6.831	5.097	
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	815	0	597	0	10.564	0	11.976	0	
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	CLP	Mensual	3,395	3,395	0	517	0	0	0	0	0	517	
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,810	3,810	230	92	169	71	5.394	3.856	5.793	4.019	
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Deka Inmobiliaria Chile One SpA	UF	Mensual	2,430	2,430	2.438	0	1.726	0	2.355	0	6.519	0	
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Los Andes Rent a Car Ltda.	UF	Mensual	2,990	2,990	0	3	0	0	0	0	0	3	
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Sencorp Rentas Inmobiliarias SpA	UF	Mensual	2,450	2,450	1.301	1.618	951	810	1.313	640	3.565	3.068	
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Compañía de Leasing Tattersall S.A.	UF	Mensual	3,373	3,373	0	0	0	0	0	0	0	0	
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,940	2,940	1.044	0	748	0	21.277	0	23.069	0	
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	3,560	3,560	103	0	76	0	980	0	1.159	0	
88.006.900-4	Engie Energía Chile S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	UF	Anual	2,670	2,670	142	0	101	0	1.365	0	1.608	0	
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	Chile	Monte Redondo S.A.	USD	Trimestral	4,006	4,006	677	0	498	0	1.924	0	3.099	0	
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	Chile	Sociedad Agrícola Río Escondido Ltda.	UF	Anual	4,371	4,371	141	128	104	95	850	861	1.095	1.084	
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina S.A.	Chile	Ministerio de Bienes Nacionales	CLP	Mensual	2,960	2,960	116	135	0	19	0	0	116	154	
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina S.A.	Chile	Ministerio de Defensa Nacional	UTM	Semestral	2,500	2,500	757	0	537	0	955	0	2.249	0	
Pasivos por Arrendamientos, Total									9.050	3.631	6.450	1.842	62.841	17.269	78.341	22.742

NOTA 23 - 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

23.1 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.

23.1.1 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 año terminado el 31 de diciembre de 2020, EECL ha mantuvo contratos de cobertura (“forwards y opciones”) con bancos con el fin de disminuir los efectos de las fluctuaciones de tipo de cambio dólar/peso, 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 significativamente con la aprobación de la Ley de Estabilización de Tarifas Eléctricas en noviembre de 2019, cuyas disposiciones técnicas de implementación fueron divulgadas en marzo de 2020 mediante la Resolución Exenta N°72 de la Comisión Nacional de Energía. Estas disposiciones han originado un aumento en las cuentas por cobrar a compañías distribuidoras cuyo ritmo de aumento y posterior recuperación dependerá en gran medida del comportamiento de los tipos de cambio entre otras variables. Para enfrentar este riesgo y mitigar sus efectos sobre su flujo de caja, la compañía se encuentra actualmente trabajando con bancos en el diseño e implementación de una alternativa de monetización de estas cuentas por cobrar.

Nuestro principal costo en pesos chilenos es el costo relativo al personal, gastos de administración y mantenimiento, que representan 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 decidió cubrir parcialmente los flujos de pago en pesos correspondientes a partidas recurrentes con fechas de pago conocidas, tales como 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, firmaron 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 2020, no existían contratos de derivados asociados a los contratos EPC.

Asimismo, con el fin de disminuir la exposición a la volatilidad del tipo de cambio, la Compañía definió en su Política de Inversiones de Excedentes de Caja que al menos el 80% de los excedentes de caja deben ser invertidos en dólares de Estados Unidos, salvo que sea necesario un porcentaje distinto para mantener un calce natural de activos y pasivos por moneda. Esta política permite contribuir a lograr una cobertura natural de los compromisos u obligaciones en monedas distintas al dólar. Al 31 de diciembre de 2020, un 92,7% de las cuentas corrientes e inversiones de corto plazo asociadas al manejo de caja estaban denominadas en dólares estadounidenses. La exposición de la Compañía a otras monedas extranjeras no es material.

23.1.2 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 monto notional acordado. Al 31 de diciembre de 2020, la deuda financiera consolidada de EECL se encontraba denominada en un 100% a tasa fija.

	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
Tasa de interés fija	100,00%	100,00%
Tasa de interés variable	0,00%	0,00%
Total	100%	100%

23.2 Riesgo de Precio de Acciones

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, EECL y sus filiales no poseían inversiones en instrumentos de patrimonio.

23.3 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, gas natural licuado y petróleo diésel, con precios internacionales que fluctúan de acuerdo a factores de mercado ajenos al control de 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.

23.4 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 proporción menor, aunque creciente como producto de la rebaja en los umbrales para que un consumidor opte al régimen no regulado, corresponde a clientes comerciales e industriales con potencia conectada igual o superior a 500kW.

Disminuciones en los precios del cobre y otras materias primas, así como la disminución o el agotamiento de recursos mineros u otros problemas operacionales, climáticos o laborales podrían afectar de manera desfavorable los ingresos y los resultados financieros de nuestros clientes, reduciendo su demanda de electricidad. Un menor crecimiento en la demanda de energía de parte de consumidores finales podría 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. Durante el año 2020, a causa de la pandemia originada por el Corona Virus, la demanda de energía eléctrica en Chile registró caídas del orden de 4,24% para el caso de los clientes regulados en relación con el año 2019. Asimismo, debido a la caída en actividad económica producto de las medidas preventivas adoptadas para aplanar la curva de contagios en el país, tales como cuarentenas obligatorias en ciertas comunas con mayor número de casos, se ha registrado postergaciones en el pago de servicios esenciales tales como el suministro eléctrico por parte de los sectores más afectados. Esto podría traducirse en mayor lentitud en la cobranza con el consiguiente aumento en las necesidades de financiamiento de capital de trabajo de la compañía.

23.5 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, las que exigen la asignación de clasificaciones de riesgo para cada cliente. Tanto los límites de crédito, las clasificaciones de riesgo, como las políticas son revisados en forma periódica. Los deudores por venta son monitoreados en forma regular en función a su desempeño, considerando los diferentes factores de riesgo a los que están expuestos. El deterioro o impairment es analizado en cada fecha de reporte de manera individual para todos los clientes relevantes, efectuándose provisiones según las normas de IFRS 9 en que se asigna una probabilidad de incumplimiento y un porcentaje de pérdida en caso de incumplimiento a cada cuenta por cobrar. 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.

23.6 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.

23.7 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.

El 19 de mayo de 2020, la Compañía tomó un préstamo de US\$ 50 millones a un año plazo con Banco Estado New York Branch. Este préstamo se encuentra documentado con un pagaré simple, sin restricciones financieras ni obligaciones de hacer o no hacer, y permite prepagos sin costo para la Compañía. Al 31 de diciembre de 2020, las obligaciones financieras de corto plazo incluían este préstamo además de intereses devengados y la porción circulante de arrendamientos financieros. A esa misma fecha la Compañía no mostraba otros vencimientos de deuda significativos sino hasta el año 2025. 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 comerciales y financieros de corto plazo. Además, el 24 de diciembre de 2020, la compañía firmó un contrato de crédito con BID Invest por un total de US\$125 millones para financiar proyectos de energía renovable cuya generación reemplazará a la generación sobre la base de carbón que dejará de producirse debido al adelantamiento del cronograma de cierre de centrales. Al 31 de diciembre de 2020, no se habían girado fondos contra este crédito, por lo que permanecía a entera disponibilidad de la Compañía. Debido a todo lo anterior, se considera que el riesgo de liquidez de la compañía actualmente es bajo.

23.8 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).

23.9 Clasificación de Riesgo

Al 31 de diciembre de 2020, EECL contaba con las siguientes clasificaciones de riesgo:

Clasificación de Riesgo Internacional	Solvencia	Perspectivas
Standard and Poor's	BBB	Estable
Fitch Ratings	BBB+	Estable

Clasificación de Riesgo Nacional	Solvencia	Perspectivas	Acciones
Feller - Rate	AA-	Positiva	1° Clase Nivel 2
Fitch Ratings	AA	Estable	1° Clase Nivel 2

En cuanto a la Clasificación de Riesgo Internacional, en junio de 2020, Fitch Ratings subió la clasificación de deuda de largo plazo de Engie Energía Chile a BBB+ con perspectiva Estable. Standard & Poor's ratificó la clasificación de la deuda de largo plazo de Engie Energía Chile en BBB con perspectiva Estable en enero de 2020. En cuanto a la Clasificación de Riesgo en la escala Nacional, en junio de 2020 Fitch Ratings subió la clasificación de solvencia de la compañía a AA, con perspectiva Estable, en tanto Feller Rate ratificó la clasificación en AA-, cambiando perspectiva de Estable a Positiva en diciembre de 2020. Ambas agencias mantienen las acciones de Engie Energía Chile en 1a Clase Nivel 2.

NOTA 24 - 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	31/12/2020 KUSD	31/12/2019 KUSD
Facturas por Pagar a Proveedores Extranjeros	26.029	28.118
Facturas por Pagar a Proveedores Nacionales	130.467	126.772
Facturas por Recibir Compras Nacionales y Extranjeras	50.645	35.536
Total	207.141	190.426

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						31/12/2020 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	18.250	0	0	0	0	0	18.250	30
Servicios	188.650	0	0	0	0	0	188.650	30
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	0	0	0	
Total kUSD	206.900	0	0	0	0	0	206.900	

Tipo de proveedor	Montos según días vencidos						31/12/2020 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	10	0	1	1	0	0	12
Servicios	117	7	2	89	4	11	230
Dividendos por Pagar	0	0	0	0	0	0	0
Total kUSD	127	7	3	90	4	11	242

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

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 25 - PROVISIONES CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	31/12/2020 KUSD	31/12/2019 KUSD
Provisión de Vacaciones	6.199	4.550
Provisión Bonificación Anual	8.096	6.545
Descuentos Previsionales y de Salud	793	748
Retención Impuestos	392	498
Otras Remuneraciones	44	7
Total	15.524	12.348

NOTA 26 - OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS

Los Otros Pasivos No Financieros Corrientes se detallan a continuación.

Otros Pasivos no Financieros, Corrientes	31/12/2020 KUSD	31/12/2019 KUSD
IVA débito fiscal	11.392	12.985
Impuestos de retención	637	1.646
Ingresos anticipados	0	0
Ingreso anticipado contrato GTA con Engie Gas Chile SpA (1)	265	265
Total	12.294	14.896

(1) Producto de la venta de la filial ENGIE Gas Chile SpA, ENGIE Energía 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.

Los Otros Pasivos No Financieros No Corrientes se detallan a continuación.

Otros Pasivos no Financieros, No Corrientes	31/12/2020 KUSD	31/12/2019 KUSD
Ingresos garantías	57	0
Total	57	0

NOTA 27 - OTRAS PROVISIONES NO CORRIENTES

Otras Provisiones No Corriente	31-12-2020 KUSD	31-12-2019 KUSD
Contingencia Tributaria Gasoducto Nor Andino S.A. (1)		
Saldo inicial	769	514
Movimiento	(279)	255
Subtotal	490	769

(1) Ver Nota 41.5 c)

Inspección General Unidades

Inspección General CTA	0	1.417
Inspección General CTH	0	1.197
Subtotal	0	2.614

Contrato GTA

Saldo Inicial	728	992
Movimiento	(265)	(264)
Subtotal	463	728

Provisión Desmantelamiento

Saldo Inicial	12.284	0
Movimiento (*)	49.181	12.284
Subtotal	61.465	12.284

Total	62.418	16.395
--------------	---------------	---------------

(*) Provisiones de desmantelamiento de unidades de generación han sido actualizadas.

NOTA 28 - 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	31/12/2020 KUSD	31/12/2019 KUSD
Indemnización por Años de Servicio	69	62
Total	69	62

Los cambios en la obligación por beneficio son los siguientes

Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados	31/12/2020 KUSD	31/12/2019 KUSD
Saldo Inicial	62	128
Pagos del Periodo	0	(57)
Indemnización por Años de Servicio Actuarial (valorización a tasa de cierre)	7	(9)
Total	69	62

Gastos Reconocidos en el Estado de Resultados

Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados	31/12/2020 KUSD	31/12/2019 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	31/12/2020	31/12/2019
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 29 - 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 2020.

Otras Reservas del Patrimonio	31/12/2020 KUSD	31/12/2019 KUSD
Inversión filiales, combinación de negocios (1)	327.043	327.043
Saldo de inversión por toma de control filial (2)	23.912	0
Cobertura flujo de efectivo neto de impuestos	(24.771)	(12.687)
Total	326.184	314.356

(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 SpA, el 29 de diciembre de 2009.

(2) Corresponde al saldo diferencial que resulta de la absorción del interés minoritario versus la valorización de inversión del 40% producto del acuerdo con AMSA con fecha 31 de marzo e informado a la CMF en hecho esencial.

29.1 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 distributable 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 distributable al 31 de diciembre de 2020 y 2019, fue de KUSD 163.531 y KUSD 110.823, respectivamente.

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 2019 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 2019 por la cantidad total de KUSD 40.000.

El 28 de abril de 2020 la Junta de Accionistas acordó no distribuir dividendos definitivos con cargo a las utilidades del ejercicio 2019, sin perjuicio de la ratificación de los dividendos provisorios pagados durante dicho ejercicio.

El Directorio de la Sociedad, en su sesión celebrada con fecha 27 de octubre de 2020 aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio 2020 por la cantidad total de KUSD 66.602.

Dividendos	31-12-2020 KUSD
Dividendo provisorio año 2020	(66.602)
Total Dividendos	(66.602)

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)

29.2 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 30 - 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 2020 y 2019.

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	
			2020 %	2019 %	2020 KUSD	2019 KUSD	2020 KUSD	2019 KUSD
76.009.698-9	Inversiones Hornitos SpA	Chile	0,00%	40,00%	0	64.350	0	7.894
Total					0	64.350	0	7.894

Con fecha 31 de marzo de 2020, EECL y su filial Inversiones Hornitos SpA suscribieron con su cliente Minera Centinela, los actos y contratos que se indican a continuación:

1. Modificación del contrato de suministro eléctrico celebrado entre Inversiones Hornitos SpA y Minera Esperanza, actualmente Minera Centinela y filial de Antofagasta Minerals S.A., de fecha 7 de septiembre de 2009 y por una potencia de 150 MW, con el objeto de aplicar un descuento al precio a regir durante los años 2020 y 2021 y poner como fecha de término el 31 de diciembre de 2021;
2. Modificación del contrato de suministro eléctrico celebrado entre Inversiones Hornitos SpA y Minera El Tesoro, posteriormente absorbida por Minera Esperanza, hoy Minera Centinela, de fecha 20 de diciembre de 2012 y por una potencia de 36 MW, con el objeto de aplicar un descuento al precio a regir durante los años 2020 y 2021 y poner como fecha de término el 31 de diciembre de 2021;
3. La celebración de un nuevo contrato de suministro eléctrico entre EECL y Minera Centinela, por una potencia convenida de 186 MW, a regir en el periodo enero a 2022 a diciembre 2033, con un precio reajutable según la variación del indicador CPI, diferenciado entre los períodos 2022 a 2028 y 2029 a 2033; y
4. La modificación de los acuerdos relativos al gobierno corporativo y propiedad de Inversiones Hornitos SpA, incluyendo (a) el acuerdo de no distribuir nuevos dividendos de ésta hasta la extinción de la deuda que mantiene para con EECL, de manera que los fondos provenientes de la generación de caja de Inversiones Hornitos SpA sean destinados al repago de la deuda que ésta actualmente mantiene con EECL; y (b) la transferencia a EECL, a más tardar en diciembre de 2021, del 40% remanente de las acciones de Inversiones Hornitos SpA (hasta ahora de propiedad de Inversiones Punta de Rieles Limitada, sociedad relacionada a Antofagasta Minerals S.A.). El acuerdo global implica que EECL se hará del control 100% de la filial Inversiones Hornitos SpA y como consecuencia se produce la eliminación del interés minoritario en dicha filial.

NOTA 31 - INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS**Ingresos Ordinarios**

Definición (ver nota 3.13)

	2020 KUSD	2019 KUSD
Ventas de energía y potencia	1.165.161	1.241.518
Venta y transporte de gas	37.851	16.934
Venta de Combustible	646	9.057
Venta de peajes (1)	98.098	95.891
Arriendo instalaciones	901	337
Servicios Portuarios (2)	8.974	9.119
Otras ventas - ingresos	40.027	81.580
Total	1.351.658	1.454.436

(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) Son 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.

Ingresos por Principales Clientes

Principales Clientes	2020		2019	
	KUSD	%	KUSD	%
Grupo CODELCO	276.130	20,43%	246.188	16,93%
Regulados EMEL	153.420	11,35%	150.229	10,33%
Regulados (Centro Sur SEN)	398.911	29,51%	434.720	29,89%
Grupo AMSA (1)	216.040	15,98%	246.048	16,92%
El Abra	64.597	4,78%	68.278	4,69%
Grupo GLENCORE	74.361	5,50%	74.795	5,14%
Otros clientes	168.199	12,45%	234.178	16,10%
Total Ventas	1.351.658	100,00%	1.454.436	100,00%

(1) Bajo Grupo AMSA se incluyen transacciones comerciales con las compañías operadas por este grupo: Minera Zaldívar SpA, Minera Michilla SpA, Minera Centinela y Minera Antucoya. La cifra informada para el año 2020 incluye, tanto las ventas de energía, potencia y otros servicios a dichas compañías, así como los efectos de la transacción informada en Hecho Esencial de fecha 31 de marzo de 2020. Entre otras materias, esta transacción involucró la renegociación de contratos de suministro de energía y potencia entre la filial, Inversiones Hornitos SpA y Minera Centinela, así como un cambio de estatutos de Inversiones Hornitos y transacciones en virtud de las cuales EECL pasó a controlar el 100% de esta filial bajo la perspectiva contable según las normas IFRS. El contrato de suministro renegociado considera un descuento de tarifa según los términos comerciales acordados; sin embargo, el descuento es mayor el primer año de aplicación puesto que incluye el pago por parte de Engie Energía Chile de la compra del 40% de Inversiones Hornitos SpA en cuotas mensuales.

De acuerdo a las normas contables vigentes (IFRS), EECL pasa a tener control de Inversiones Hornitos en un 100% desde el momento de la firma del acuerdo referido en el Hecho Esencial. En dicho acuerdo, el descuento realizado durante 2020 y parte de 2021 se imputará al pago de la participación adicional adquirida (40%). Posteriormente, el descuento de tarifa del contrato de suministro será reconocido enteramente en los resultados del ejercicio. En definitiva, el descuento de tarifa durante el primer año de aplicación del acuerdo tendrá efectos neutros en el resultado del ejercicio, por cuanto el descuento se compensa con el ingreso financiero por la adquisición del 40% de Inversiones Hornitos. Por lo tanto, hasta que se complete el monto de la valorización del 40% de Inversiones Hornitos que controlaba AMSA a través de su filial Minera Centinela, el descuento no tendrá efectos significativos en los resultados del ejercicio, sino que se utilizará para cancelar mensualmente el monto a pagar por dicha participación.

Ingresos Ordinarios

	2020 KUSD	2019 KUSD
Ventas de energía y potencia	1.165.161	1.241.518
Otros ingresos	186.497	212.918
Total Ventas	1.351.658	1.454.436

NOTA 32 - COSTOS DE VENTA**Costos de Venta**

Costos de Venta	2020 KUSD	2019 KUSD
Costos de combustibles, lubricantes y otros	273.241	289.994
Costos de energía y potencia	324.814	393.281
Sueldos y salarios	27.572	26.745
Beneficios anuales	5.857	6.918
Otros beneficios del personal	10.726	12.512
Obligaciones post empleo	11	11
Costo Venta Combustibles	47.210	23.936
Transporte de Gas	713	2.877
Servicio Muelle	10.188	11.048
Servicios de Mantenimiento y Reparación	10.214	7.677
Servicios de Terceros	26.705	22.260
Asesorías y Honorarios	1.347	1.406
Operación y Mantenimiento Gasoductos	3.729	3.882
Costo Peaje	87.859	60.477
Depreciación propiedad, planta y equipo	155.257	134.449
Amortización activos derecho de uso	2.069	0
Depreciación repuestos	1.938	(2.024)
Amortización Intangibles	17.203	17.204
Contribuciones y patentes	4.531	3.458
Seguros	13.560	10.080
Otros egresos	18.928	15.954
Total	1.043.672	1.042.145

NOTA 33 - OTROS INGRESOS Y EGRESOS DE LA OPERACION**Otros Ingresos y Egresos de la Operación**

Otros Ingresos y Egresos de la Operación	2020 kUSD	2019 kUSD
Arriendos	322	354
Venta de agua	2.096	2.326
Recupero incobrables	2.038	412
Deudas Incobrables	(5.114)	(493)
Venta de propiedades, planta y equipo	1	60
Venta de repuestos	2	1
Recupero Final Siniestro Unidad 7 Mejillones	1.971	0
Recupero Final Siniestro Unidad 1 Mejillones	0	313
Recupero Final Siniestro Unidad 16 Tocopilla	1.293	0
Recupero Parcial Siniestro Unidad 16 Tocopilla	0	2.068
Multa Incumplimiento de Contrato	0	1.000
Otros Ingresos	771	249
Total	3.380	6.290

NOTA 34 - GASTOS DE ADMINISTRACION**Gastos de Administración**

Gastos de Administración	2020 kUSD	2019 kUSD
Sueldos y salarios	13.959	13.549
Beneficios anuales	3.034	2.354
Otros beneficios del personal	5.574	4.148
Obligaciones post empleo	14	14
Servicios de terceros y asesorías	9.039	9.407
Honorarios	6	12
Depreciación propiedad, planta y equipo	3.026	5.564
Amortización activos derecho de uso	1.407	0
Contribuciones y patentes	80	463
Seguros	17	16
Otros	903	8.286
Total	37.059	43.813

NOTA 35 - GASTOS DEL PERSONAL**Gastos del personal**

Gastos del personal	2020 kUSD	2019 kUSD
Sueldos y salarios	41.531	40.294
Beneficios anuales	8.891	9.272
Otros beneficios del personal	16.300	16.660
Obligaciones post empleo	25	25
Total	66.747	66.251

NOTA 36 - OTROS GASTOS (INGRESOS)**Otros Gastos (Ingresos)**

Otros Gastos (Ingresos)	2020 kUSD	2019 kUSD
Baja por venta de propiedades, planta y equipo	160	262
Costo venta repuestos	264	223
Deterioro económico (Ver Nota 11 y Nota 17) (*)	10.329	182.932
Gastos proyectos	0	1.654
Gastos por cargo público	0	15
Total	10.753	185.086

(*) Deterioro neto registrado corresponde a la actualización de provisión de unidades de generación a carbón y de la unidad Parque Eólico Monte Redondo.

NOTA 37 - INGRESOS FINANCIEROS**Ingresos Financieros**

Ingresos Financieros	2020 kUSD	2019 kUSD
Intereses financieros	2.545	5.166
Total	2.545	5.166

NOTA 38 - COSTOS FINANCIEROS**Costos Financieros**

Costos Financieros	2020 kUSD	2019 kUSD
Intereses financieros	53.412	31.785
Intereses financieros leasing	6.064	6.052
Total	59.476	37.837

NOTA 39 - 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 2020 y 2019.

Diferencias de Cambio	Moneda	2020 KUSD	2019 KUSD
Activos			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	CLP	16	(3.672)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	EUR	958	2.149
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Peso Argentino	149	(148)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	CLP	(2.366)	(6.748)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	EUR	27	4
Activos por Impuestos Corrientes	Peso Argentino	(423)	(665)
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, corriente	UF	0	65
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, corriente	CLP	124	(599)
Otros Activos No Financieros	CLP	1.959	(967)
Otros Activos No Financieros	EUR	49	(10)
Otros Activos No Financieros	Libra Esterlina	2	(1)
Otros Activos No Financieros	Peso Argentino	0	7
Otros Activos Financieros, Corriente	CLP	0	(9)
Otros Activos, Corrientes	Peso Argentino	(39)	(35)
Total Activos		456	(10.629)
Pasivos			
Pasivos por Arrendamientos, Corriente	CLP	(5.505)	0
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	CLP	(334)	2674
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	EUR	(578)	107
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	GBP	(37)	(37)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	YEN	(98)	(24)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	UF	(214)	(433)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	Franco Suizo	6	(7)
Pasivos por Impuestos, Corriente	CLP	0	(35)
Pasivos por Impuestos, Corriente	Peso Argentino	39	681
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	CLP	0	(105)
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corriente	CLP	0	(75)
Otros Pasivos No Financieros	CLP	(40)	2.699
Pasivo por Impuestos Diferidos	Peso Argentino	(265)	(124)
Provisiones por Beneficios a los empleados	CLP	(915)	1.741
Otras Provisiones	Peso Argentino	216	543
Total Pasivos		(7.725)	7.605
Total Diferencias de Cambio		(7.269)	(3.024)

NOTA 40 - GANANCIA POR ACCION

Informaciones a Revelar sobre Ganancias por Acción Básica	31/12/2020 KUSD	31/12/2019 KUSD
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora	163.531	110.823
Resultado Disponible para Accionistas Comunes, Básico	163.531	110.823
Promedio Ponderado de Acciones, Básico	1.053.309.776	1.053.309.776
Ganancia por Acción Básica	USD 0,155	USD 0,105

Accionistas de la Sociedad

Nombre de los Mayores Accionistas al 31 de diciembre de 2020	Número de Acciones	Participación
ENGIE Latam S.A.	631.924.219	59,99%
Banco Santander por cuenta de Inversionistas extranjeros	35.480.295	3,37%
Banco de Chile por cuenta de State Street	31.315.100	2,97%
AFP Capital S.A. Fondo Tipo A	18.367.789	1,74%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo C	18.277.635	1,74%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo B	16.154.591	1,53%
AFP Capital S.A. Fondo Tipo B	15.899.652	1,51%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo A	15.232.414	1,45%
AFP Habitat S.A. Fondo Tipo A	15.014.763	1,43%
Moneda S.A. AFI Para Pionero Fondo de Inversión	14.744.000	1,40%
Larrain Vial S.A. Corredora de Bolsa	13.065.953	1,24%
BCI Corredores de Bolsa S.A.	15.582.335	1,48%
Otros accionistas	212.251.030	20,15%
Total	1.053.309.776	100,00%

NOTA 41 - GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS**41.1 Garantías Directas**

Acreedor de la Garantía	Tipo de Garantía	Saldos Pendientes de Pago a la Fecha de Cierre de los Estados Financieros	
		31/12/2020 KUSD	31/12/2019 KUSD
Secretaría Regional Ministerial de Bienes Nacionales	Boleta de Garantía	22.621	11.576
Compañía Siderúrgica Huachipato S.A.	Boleta de Garantía	8.587	0
Ministerio de Energía	Boleta de Garantía	8.986	6.702
Trina Solar Chile SpA	Boleta de Garantía	0	15.052
Coordinador Eléctrico Nacional	Boleta de Garantía	2.413	8.698
Director General del Territorio Marino y de Marina Mercante	Póliza de Garantía	1.984	1.214

Acreedor de la Garantía	Tipo de Garantía	SalDOS Pendientes de Pago a la Fecha de Cierre de los Estados Financieros	
		31/12/2020 KUSD	31/12/2019 KUSD
Dirección Regional de Vialidad, Región Antofagasta	Boleta de Garantía	764	244
Planta Solar San Pedro III SpA	Boleta de Garantía	564	564
Enaex S.A.	Boleta de Garantía	408	759
Hospital Dr. Ernesto Torres Galdames	Boleta de Garantía	72	72
Interchile S.A.	Boleta de Garantía	68	63
Hospital Dr. Juan Noé Crevanni	Boleta de Garantía	60	60
Hospital San Pablo	Boleta de Garantía	54	54
Aguas Nuevas S.A.	Boleta de Garantía	4	0
Hospital San José del Carmen	Boleta de Garantía	66	66
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A	Boleta de Garantía	0	116
Hospital Provincial del Huasco	Boleta de Garantía	30	30
Hospital Dr. Marcos Macuada	Boleta de Garantía	12	12
CESFAM Dr. Héctor Reyno Gutiérrez	Boleta de Garantía	6	6
Fundación Tiempos Nuevos	Boleta de Garantía	7	0
Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	Boleta de Garantía	0	5.000
Sierra Gorda	Boleta de Garantía	0	1.500
Ilustre Municipalidad de Mejillones	Boleta de Garantía	0	681
Ilustre Municipalidad de Las Condes	Boleta de Garantía	14	0
Compañía de Petróleos de Chile S.A	Boleta de Garantía	0	189
Aguas de Antofagasta S.A.	Boleta de Garantía	0	60
Total		46.720	52.718

No se cuenta con activos comprometidos.

41.2 Garantías Indirectas

Al cierre de los estados financieros la Sociedad mantiene garantías indirectas por la Filial Transmisora Eléctrica 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	
		31/12/2020 KUSD	31/12/2019 KUSD
Banco de Crédito e Inversiones	Garantía Corporativa	6.000	6.000
MUFG Union Bank, N.A.	Garantía Corporativa	10.000	10.000
Alstom Grid Chile S.A.	Garantía Corporativa	305.381	286.812
Ing. y Contruc.Sigdo Koppers S.A.	Garantía Corporativa	326.984	313.438
Total		648.365	616.250

41.3 Caudiones Obtenidas de Terceros

Nombre		31/12/2020 KUSD	31/12/2019 KUSD
A favor de ENGIE ENERGIA CHILE S.A.			
SK Engineering & Const.Co. Ltd.	Garantía fiel cumplimiento contrato	76.170	76.170
Siemens Gesa Renewable Energy S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	21.375	21.375
Global Energy Services Photovoltaic Project	Garantía fiel cumplimiento contrato	10.936	10.936
Tozzi Latam SpA	Garantía fiel cumplimiento contrato	4.676	0
Copec	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.636	1.512
Sergio Cortes Alucema e Hijo Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.500	1.500
ABB Power Grid Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	904	775
Mantenimiento Técnico Industrial Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	309	293
Siemens S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	237	256
Soc.Mantenición y Reparación S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	144	295
Padilla y Benavides Ltda	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	467
Soc. OGM Mecánica Integral S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	1.182
Ing. y Contruc.Sigdo Koppers S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	799
Grid Solutions Chile S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	1.451
Trina	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	3.343
Varios	Cumplimiento de contratos en general	3.789	5.586
Sub total		121.676	125.940
A favor de Electroandina S.A.			
Soc.Maritima y Com. Somarco Ltda.	Garantía fiel cumplimiento de contrato	190	190
Copec	Garantía fiel cumplimiento contrato	400	400
Varios	Cumplimiento de contratos en general	132	104
Sub total		722	694
A favor de Central Termoeléctrica Andina S.A.			
Emp. Constructora Belfi S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	5.366
IMA industrial Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	99	104
Servicios Industriales Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	125	125
Copec	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	164	151
Soc.Maritima y Com. Somarco Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	300	323
Varios	Cumplimiento de contratos en general	234	277
Sub total		922	6.346

Nombre		31/12/2020 KUSD	31/12/2019 KUSD
A favor de Inversiones Hornitos S.A.			
Minera Centinela	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	200.000	200.000
Copec	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	164	151
Soc.Mantenión y Reparación S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	21	20
Soc.Maritima y Com. Somarco Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	23
ABB S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	66	66
Servicios Industriales Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	125	125
Otros	Fiel cumplimiento del contrato	110	152
Sub total		200.486	200.537
A favor de Edelnor Transmisión S.A.			
Abengoa Chile S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	2.182	1.017
Nanjing Daji Steel Tower Manufacturing CO LTD	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	260
ABB Power Grids Chile S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	140	140
Grid Solutions Chile S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	9
Pozo Almonte Solar 3 S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	55	51
Pozo Almonte Solar 2 S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	49	45
Arteche North America SA de CV	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	48	48
Siemens S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	39
Sub total		2.474	1.609
A favor de Gasoducto Nor Andino SpA			
Compañía de Leasing Tattersall S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	41	38
Otros	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	1	1
Sub total		42	39
A favor de Eólica Monte Redondo SpA			
Asesoría Forestal Integral Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	23	0
Compañía de Leasing Tattersall S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	41	0
Securitas S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	26	0
Soc. de Servicios de Seguridad Villablanca Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	25	0
Transportes José Carrasco Retamal E.I.R.L.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	27	0
Otros	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	17	0
Sub total		159	0
Total		326.481	335.165

41.4 Restricciones

Al 31 de diciembre de 2020, la Compañía registraba un crédito de corto plazo por USD 50 millones con Banco Estado. Este préstamo devenga intereses a tasa fija, vence el 14 de mayo de 2021 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.

Al 31 de diciembre de 2020, EECL registraba dos bonos: uno por un valor de USD 500.000.000 emitido en enero de 2020 y otro por un valor de USD 350.000.000 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). El bono emitido en enero de 2020 tuvo por objetivo financiar (i) el rescate anticipado del bono 144-A por USD 400.000.000 emitido en diciembre de 2010 cuya fecha de vencimiento original era el 15 de enero de 2021; (ii) el costo de la prima pagada a los tenedores de este bono producto del rescate anticipado; y (iii) fines generales de la empresa. 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.

El 23 de diciembre de 2020, EECL firmó un contrato de crédito por hasta USD 125.000.000 con BID Invest, el cual se compone de un préstamo senior de BID Invest y el Fondo Chino para cofinanciación en América Latina y el Caribe (China Fund) de hasta USD 110.000.000 y un financiamiento de hasta USD 15.000.000 provisto por el Fondo de Tecnología Limpia (CTF, por sus siglas en inglés). A la fecha de cierre de estos estados financieros, no se había realizado ningún desembolso con cargo a esta facilidad. Sin embargo, al existir ya el compromiso por parte de estas instituciones para realizar los empréstitos por hasta las cantidades antes mencionadas, si se hacen exigibles ciertas restricciones para la compañía, las que son habituales para este tipo de financiamientos. Entre ellas se encuentran: 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 firma del contrato de crédito (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 firma del contrato de crédito 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 así como también limitaciones al cambio de control efectivo de la sociedad.

41.5 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, en febrero de 2020 se dictó la resolución que recibe la causa a prueba, las partes presentan reposición con apelación en subsidio. 18 de junio de 2020 se acogen parcialmente las reposiciones presentadas y se tiene por interpuesto recurso de apelación. 22 de junio de 2020 el expediente es remitido a la I. Corte de Apelaciones de Santiago para resolver los recursos interpuestos en contra de la resolución que recibió la causa a prueba. El juicio se encuentra suspendido debido al estado de excepción constitucional vigente decretado con motivo de la pandemia por Covid.

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 período 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 490.152,44 al 31 de diciembre de 2020 y de USD 769.332,87 al 31 de diciembre de 2019.

NOTA 42 - DOTACION

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, 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 2020	Total Año 2019
Generación	174	367	2	543	538
Transmisión	37	60	1	98	99
Administración y Apoyo	136	69	0	205	201
Total	347	496	3	846	838

NOTA 43 - SANCIONES

En los ejercicios 2020 y 2019, ni la Sociedad ni sus ejecutivos han sido objeto de sanciones por parte de la Comisión para el Mercado Financiero.

NOTA 44 - 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 octubre 2020, 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, el cual fue aceptado por la empresa certificadora, extendiendo por un año más la certificación ambiental.

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 2019 se informó a la autoridad ambiental el inicio de la construcción de los proyectos Eólico Calama y Solar Capricornio. En junio 2020 se informó el inicio de construcción del proyecto solar Tamaya.

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 amoniaco 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). Las validaciones anuales de los CEMS postergadas se ejecutaron en el mes de mayo 2020, encontrándonos a la espera de los informes de validación. Además, producto del estado excepcional por COVID-19, semanalmente se informa a la SMA el estado de funcionamiento de todos los proyectos que han sido evaluados ambientalmente y particularmente las medidas adoptadas para asegurar el cumplimiento ambiental.

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 2019 ya han sido informadas a la Superintendencia del Medio Ambiente y el monto pagado correspondió a CH\$ 17.708.584.095. Actualmente, se están finalizando los reportes de emisiones del 4° trimestre del año 2020.

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. La SMA determinó cumplimiento de la norma de emisión para todas las unidades generadoras del Complejo Termoeléctrico de Mejillones y Tocopilla para el año 2019.

Durante el año 2020, las autoridades ambientales efectuaron 11 fiscalizaciones presenciales (6 Superintendencia del Medio Ambiente -SMA y 5 SEREMI Salud) y 20 "Exámenes de Información". Los resultados de las fiscalizaciones realizadas por la SMA solo identificó observaciones menores y en el caso de las fiscalizaciones sanitarias se iniciaron 2 sumarios sanitarios, identificando desviaciones en el control operacional de residuos (Central Tocopilla - septiembre 2020) y manejo de sustancias químicas (Central Mejillones diciembre 2020). Todas las desviaciones han sido o están en proceso de corrección. Para ambos sumarios se presentaron informes de descargo.

La Sociedad, el día 25 de mayo del año 2019 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. En el año 2020 no fueron reportados incidentes ambientales en ninguna de las operaciones.

Con fecha 05 de febrero de 2020, la filial Eólica Monte Redondo SpA ha sido notificada de demanda por daño ambiental, Juicio de reparación del daño ambiental seguido ante el Tercer Tribunal Ambiental bajo el Rol D-33-2017, caratulado Jaime Antonio Llanos Agurto y Otros con Eólica Monte Redondo.

La demanda obedece al florecimiento algal registrado durante los meses de verano en el reservorio del río Laja producto de la disminución del caudal, el aumento de temperatura ambiental y el contenido de nutrientes en la columna de agua. La empresa ha realizado monitoreos ambientales enfocados en entender las causas del problema, monitoreos participativos con integrantes de la comunidad e investigado nuevas medidas de prevención y mitigación del florecimiento algal. Algunas de estas medidas han sido probadas a escala piloto y se continúan evaluando nuevas medidas de prevención. Anualmente, los resultados de los monitoreos y medidas de control evaluadas son informados a las autoridades ambientales.

NOTA 45 - INFORMACION FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES

El detalle de la información financiera resumida al 31 de diciembre de 2020, 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%	32.596	29.882	62.478	7.099	0	7.099	13.629	3.331
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino SpA	100,00%	74.976	84.698	159.674	37.942	22.415	60.357	46.945	28.823
0-E	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	100,00%	13.099	48.907	62.006	2.375	11.491	13.866	1.255	(7.122)
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina S.A.	100,00%	76.065	660.756	736.821	46.934	360.043	406.977	152.183	17.592
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	100,00%	12.922	29.669	42.591	24.622	12.209	36.831	14.231	2.391
76.009.698-9	Inversiones Hornitos SpA.	100,00%	33.236	312.299	345.535	24.925	165.646	190.571	113.508	(15.317)
76.247.976-1	Solar Los Loros SpA	100,00%	7.158	35.420	42.578	535	5.315	5.850	3.868	2.519
76.379.265-K	Parque Eólico Los Triguales SpA	100,00%	2	0	2	54	0	54	0	(7)
76.247.968-0	Solairedirect Generación VI SpA	100,00%	0	164	164	165	0	165	0	(7)
76.267.537-4	Solairedirect Generación IX SpA	100,00%	0	164	164	165	0	165	0	(7)
76.412.401-4	PV Coya SpA	100,00%	3	1.971	1.974	86	0	86	0	(10)
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	100,00%	9.454	99.377	108.831	2.266	36.557	38.823	14.183	14.754

La información financiera al 31 de diciembre de 2019 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%	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 Triguales 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

NOTA 46 - HECHOS POSTERIORES**Hecho Esencial del 21 de enero de 2021**

Con esta fecha, Engie Energía Chile S.A. ("EECL") y Eólica Monte Redondo SpA ("EMR"), filial de EECL, alcanzaron un acuerdo con Goldman Sachs & Co. LLC y Goldman Sachs Lending Partners LLC ("GS") sobre los términos y condiciones de una operación de financiamiento, en el marco de la Ley No 21.185, que "Crea un Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para Clientes Sujetos a Regulación de Tarifas" y de la Resolución Exenta No 72, de la Comisión Nacional de Energía (conjuntamente, la "Regulación del Mecanismo de Estabilización de Precios"), específicamente respecto de las cuentas por cobrar a diversas empresas de distribución de energía eléctrica (las "Distribuidoras") de las que la Sociedad y su filial EMR son actualmente titulares y de las que podrían llegar a ser titulares en el futuro en virtud del mecanismo de estabilización de precios, introducido en la normativa aquí citada.

En virtud de lo acordado con GS, EECL y EMR podrán vender gradualmente a Chile Electricity PEC SpA (el "Comprador"), según se publiquen los decretos de Precio de Nudo Promedio con sus correspondientes cuadros de saldos de pago, las cuentas por cobrar a Distribuidoras de las que son titulares actualmente o que podrían llegar a ser titulares en virtud de la Regulación del Mecanismo de Estabilización de Precios hasta por un monto total comprometido de hasta US\$162 millones, si se cumplen las condiciones pactadas para ello.

Adicionalmente, EECL, su filial EMR y el Inter-American Investment Corporation ("IDB Invest") se encuentran negociando un acuerdo bajo el cual IDB Invest participará, sujeto a las condiciones que al efecto se establezcan, en el financiamiento de la adquisición por parte del Comprador de una parte de las referidas cuentas por cobrar que aquél ha comprometido adquirir conforme lo expresado y de las transacciones adicionales de adquisición de cuentas por cobrar que se acuerden entre la Sociedad y el Comprador.

EECL estima que el monto de cuentas por cobrar a Distribuidoras en virtud de la Regulación del Mecanismo de Estabilización de Precios podría alcanzar la suma total de hasta US\$266 millones, para esta entidad y EMR conjuntamente, entre el presente y la fecha en que se alcance el límite estipulado para saldos no recaudados establecido en dicha regulación, lo que no podrá ocurrir después de julio de 2023.

La venta de las cuentas por cobrar anteriormente referidas tiene por objetivo obtener recursos financieros para la Sociedad y preservar su liquidez, lo que adquiere especial relevancia en el actual contexto de inversiones en activos de generación renovable en que se encuentra inmersa la Sociedad.

En conformidad con lo establecido en la Circular No 988 de la Comisión a su cargo, comunicamos a usted que la venta de dichas cuentas por cobrar se hará a un descuento a tasas de mercado lo que representará un costo financiero a ser reconocido en los estados de resultados de la compañía. En esta etapa no es posible cuantificar los efectos que tendrá este Hecho Esencial en los resultados de la Sociedad.

No han ocurrido otros hechos significativos entre el 1° de enero de 2021 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 2020			Porcentaje de Participación Año 2019		
				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 SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	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	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
76.412.401-4	PV Coya SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	0,0000	0,0000	0,0000
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	100,0000	0,0000	0,0000	0,0000

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	
					31/12/2020 Directo	31/12/2019 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	31/12/2020 KUSD	31/12/2019 KUSD
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	217.926	218.235
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ no reajutable	17.250	20.831
Efectivo y equivalentes al efectivo	Euro	52	1
Efectivo y equivalentes al efectivo	Peso Argentino	22	16
Otros activos financieros Corriente	USD	54	471
Activos por impuestos corrientes	USD	29.927	12.679
Activos por impuestos corrientes	\$ no reajutable	7	0
Inventarios corrientes	\$ no reajutable	2.730	3.105
Inventarios corrientes	USD	73.950	113.099
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	\$ no reajutable	16	117
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	UF	52	41
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	USD	742	11.841
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	Peso Argentino	2	0
Otros activos no financieros	\$ no reajutable	7.055	1.575
Otros activos no financieros	USD	7.345	5.444
Otros activos no financieros	Peso Argentino	63	889
Otros activos no financieros	Euro	397	249
Otros activos no financieros	Otras Monedas	34	24
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	USD	96.595	88.265
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	\$ no reajutable	10.630	8.255
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Peso Argentino	17	118

Activos	Moneda	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
Activos No Corrientes			
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	USD	139.868	73.499
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	UF	20	20
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	USD	21.726	27.722
Otros activos no financieros no corriente	\$ no reajutable	1	1
Otros activos no financieros no corriente	USD	15.900	5.706
Otros activos no financieros no corriente	UF	166	0
Activos por impuestos diferidos	USD	21.547	18.112
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	USD	81.608	89.697
Activos intangibles distintos de la plusvalía	USD	204.825	221.288
Plusvalía	USD	25.099	25.099
Propiedades, planta y equipo	USD	2.668.897	2.537.109
Activos por derecho de uso	USD	76.457	24.282
	USD	3.682.466	3.472.548
	\$ no reajutable	37.689	33.884
	Euro	449	250
	UF	238	61
	Peso Argentino	104	1.023
	Otras Monedas	34	24
Subtotal			
Activos, Total		3.720.980	3.507.790

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	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	\$ no reajutable	32	2.227	0	0
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	USD	7.569	8.215	1.042	1.109
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	Peso Argentino	0	0	0	0
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	UF	907	861	0	0
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	Euro	182	223	0	0
Pasivos por impuestos corrientes	Peso Argentino	(293)	1.330	0	0
Pasivos por impuestos corrientes	USD	0	0	10.454	22.102
Otros pasivos no financieros	\$ no reajutable	12.022	12.994	0	0
Otros pasivos no financieros	Peso Argentino	7	0	0	0
Otros pasivos no financieros	USD	265	1.902	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Euro	7.676	8.324	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	\$ no reajutable	24.269	51.170	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Otras monedas	1.369	1.618	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Peso Argentino	116	193	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	USD	165.707	124.426	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	UF	6.145	2.836	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Yen	1.859	1.859	0	0
Provisión corrientes por beneficios a los empleados	\$ no reajutable	15.524	12.348	0	0
Otros pasivos financieros	USD	13.784	18.354	50.496	85.394
Pasivos por arrendamientos corrientes	USD	84	0	158	0
Pasivos por arrendamientos corrientes	\$ no reajutable	146	0	443	0
Pasivos por arrendamientos corrientes	UF	1.134	0	2.011	0
Pasivos por arrendamientos corrientes	Otras monedas	204	0	147	0
	USD	187.409	152.897	62.150	108.605
	\$ no reajutable	51.993	78.739	443	0
	Euro	7.858	8.547	0	0
Subtotales	UF	8.186	3.697	2.011	0
	Yen	1.859	1.859	0	0
	Peso Argentino	(170)	1.523	0	0
	Otras Monedas	1.573	1.618	147	0
Pasivos Corrientes, Total		258.708	248.880	64.751	108.605

Pasivos, No Corrientes	Moneda	1 a 3 años		3 a 5 años		Más de 5 años	
		31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD	31/12/2020 kUSD	31/12/2019 kUSD
Pasivo por impuestos Diferidos	USD	11.571	11.571	12.523	12.523	178.588	169.276
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	USD	3.210	3.011	3.884	3.531	47.854	49.889
Otros pasivos financieros no corrientes	USD	0	401.882	341.372	1.841	489.626	356.723
Pasivos por arrendamientos	USD	677	0	498	0	1.924	0
Pasivos por arrendamientos	\$ no reajutable	116	0	0	0	0	0
Pasivos por arrendamientos	UF	7.330	0	5.289	0	58.567	0
Pasivos por arrendamientos	Otras monedas	927	0	663	0	2.350	0
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	\$ no reajutable	0	0	0	0	69	62
Otras provisiones no corrientes	USD	20.386	11.550	9.163	2360	32.379	1.716
Otras provisiones no corrientes	Peso argentino	490	769	0	0	0	0
Otros pasivos no financieros, no corrientes	USD	57	0	0	0	0	0
	USD	35.901	428.014	367.440	20.255	750.371	577.604
	\$ no reajutable	116	0	0	0	69	62
Subtotal	UF	7.330	0	5.289	0	58.567	0
	Peso argentino	490	769	0	0	0	0
	Otras monedas	927	0	663	0	2.350	0
Pasivos No Corrientes, Total		44.764	428.783	373.392	20.255	811.357	577.666

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

Los suscritos, en calidad de directores y gerente general, en su caso, de ENGIE Energía Chile S.A., declaramos bajo juramento la veracidad de la totalidad de la información contenida en esta Memoria Anual correspondiente al ejercicio 2020.

Frank Jean Alain Demaille
Presidente
Rut: 26.890.324-6

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)