



Annual



Report

2025

Inversiones
Eléctricas
del Sur S.A.

LETTER TO SHAREHOLDERS AND STAKEHOLDERS



Dear Shareholders,

We hope this document will help you gain a better understanding of our company, its initiatives, its people, and its unwavering commitment to our country's energy development and to improving people's quality of life.

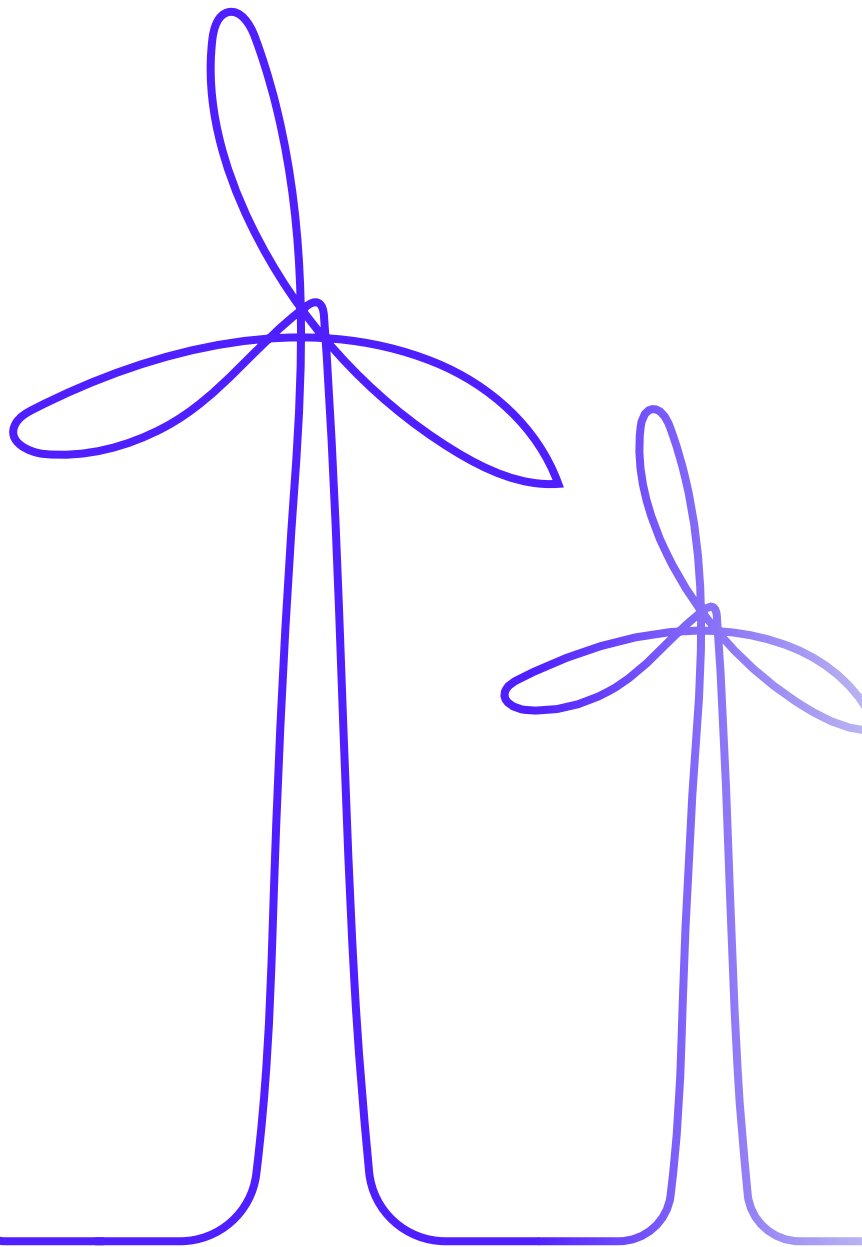
Without a doubt, 2025 was a year of significant challenges. The environment in which we operated was marked by a higher-than-expected level of contingencies and complexities, which once again tested our organization's ability to adapt and respond in a timely manner. Nevertheless, we managed to close the financial year with overall positive results, a reflection of solid management and the ongoing commitment of our teams.

One of the most significant developments of the period was the shift observed in electricity consumption patterns. For the first time, a decline in energy sales was observed, primarily due to the tariff adjustments implemented and the normalization of payments in the sector.

This scenario, which poses a challenge for the industry, underscores the importance of continuing to advance in efficiency, foresight, and the development of new opportunities.

Despite this context, the companies that make up Grupo Saesa continued to advance in their growth and consolidation within the national electricity industry. During the year, significant progress was made in acquiring new assets and securing project awards, which strengthen our investment plan and our long-term outlook. Likewise, through Saesa Innova, we continued to drive the development of unregulated businesses, which outperformed expectations even in a challenging environment.

The service we provide is essential to the lives and development of our customers, which is why maintaining high quality standards remains a fundamental priority. In this regard, 2025 marks a significant milestone, as we achieved the best operational performance in our history, with no communities falling below standard—a testament to the systematic work carried out in recent years to strengthen our operational capabilities.





We also faced highly complex events, such as the unusual tornado in Puerto Varas, where the rapid mobilization of our teams—reinforced by crews from other areas—allowed us to restore power within a couple of hours. This response not only demonstrated our operational capabilities but also the commitment and dedication to service of our employees, earning widespread recognition from the community and authorities.

In the transmission segment, results were also outstanding, underscored by the successful integration of STM into Grupo Saesa —a process carried out without impacting operational continuity and which enabled us to capture significant synergies. These advances reflect the focus we have placed on operational excellence and the continuous improvement of our processes.

After several years of pursuing a customer-centric strategy, we made significant progress in this area in 2025, positioning ourselves among the industry leaders in customer experience.

However, we are aware that there is still a significant gap in satisfaction levels, and that a substantial proportion of our customers do not yet fully appreciate the progress we have made. This is undoubtedly one of our main challenges moving forward, and it requires us to redouble our efforts to deliver a consistent, personalized, and excellent experience at every touchpoint.

None of the above would be possible without the commitment of our employees. Throughout the year, our teams once again demonstrated a strong ability to respond to complex situations, with their collaboration and dedication to service standing out in particular.

In this context, we are proud to have been recognized as the third best company to work for in Chile, according to the Great Place to Work ranking—a distinction that reflects the high level of commitment, trust, and sense of belonging that characterizes our organization, and which reaffirms that our team remain our greatest asset.

At the same time, we know that the challenge of safety remains a priority and an ongoing concern. We will continue to strengthen our practices, culture, and standards, with the goal of moving decisively toward an increasingly safe operation for everyone who is part of our Company.

In line with our values, during the year we were once again recognized for our commitment to integrity, a reflection of a solid organizational culture based on ethical principles that consistently guide our actions.



We also find ourselves in a context where technological transformation plays a key role in business development. In this area, we are making consistent progress in implementing our information technology and cybersecurity plan, enabling transformations that are critical to the Company’s future operations.

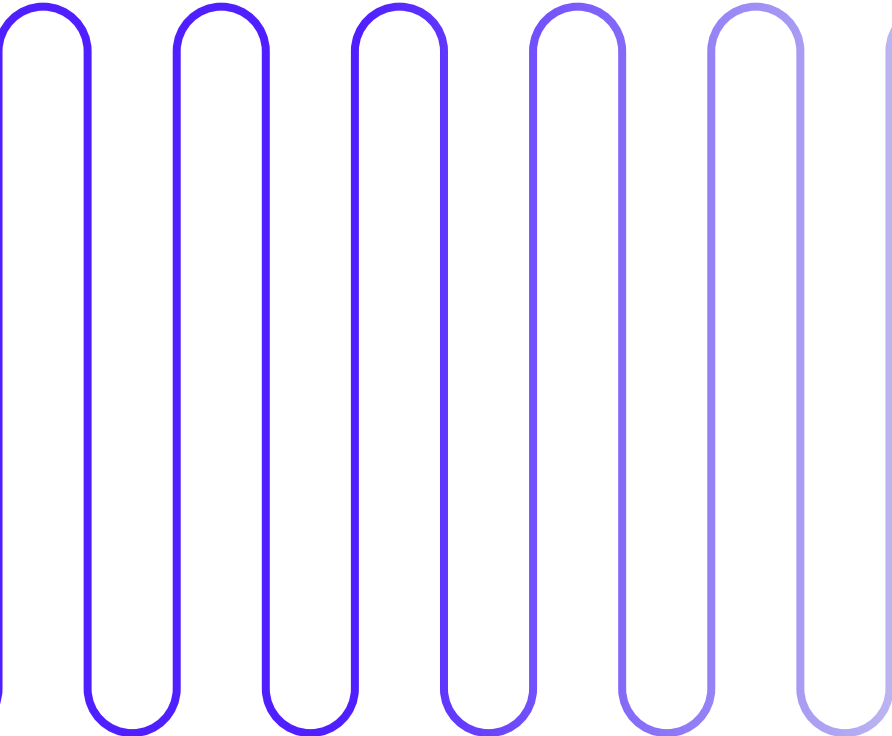
From a financial standpoint, we maintained prudent and disciplined management, adequately fulfilling our commitments and strengthening our financing structure, which allows us to face future challenges with confidence.

Looking ahead, we face a scenario that will demand our very best. Industry changes, the ongoing rate-setting process, the demands arising from climate change, and the acceleration of technology challenge us to continue evolving, always keeping the focus on our customers, service quality, and sustainable development.

We would like to thank our employees and their families. Their commitment, dedication, and service-oriented attitude are the driving force behind our Company’s growth and enable us to face the challenges of the future with confidence.

Together, we will continue working day by day to contribute to the country’s development and the energy transition that Chile requires.

MR. IVÁN DÍAZ-MOLINA
Chairman of the Board





PRESENTATION OF THE ANNUAL REPORT

The Annual Report of Inversión Eléctricas del Sur S.A. (hereinafter also EDS or the Company), is prepared in accordance with General Regulation 30 of the Chilean Financial Market Commission (hereinafter “CMF” per its acronym in Spanish), which is supplemented by Financial Statements prepared in accordance with International Financial Reporting Standards IFRS/IAS.

In preparing quantitative sustainability information, the Company applies the provisions of the Sustainability Accounting Standards Board’s (SASB) Standards, the Sustainable Industry Classification System® (SICS®), and the IFEU Electric Utilities & Power Generators framework, in accordance with the requirements of CMF General Regulation No. 519. The scope of the information covers the operations, as disclosed in the financial statements as of December 31, 2025.

In this 2025 Integrated Annual Report, when referring to Inversiones Eléctricas del Sur S.A., the reporting entity, the terms “the Company,” or “the Entity” will be used interchangeably, and the terms “Integrated Annual Report,” “Annual Report,” or “Report” will be used to refer to the Annual Report required by Law 18,464 on Corporations.



IDENTIFICATION OF THE COMPANY



Company Name
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.



DBS
EDS



Tax ID #
76.022.072-8



Legal and Business Address
Avenida Apoquindo 3885 Piso 8, Las Condes, Santiago



Telephone #
56 2 2414 7010
56 2 2414 7500
56 2 2414 4709



Company Type
Closely Held Corporation



Duration
Indefinite



Contact Email
infoinversionistas@saesa.cl



Annual Report Contact
Website: www.gruposaesa.cl
For Investor Relations:
56 2 2414 7500

CONTENTS

1

THE COMPANY AT A GLANCE

Overview of Inversiones Eléctricas del Sur S.A. 007
History 009
The Company at a Glance 011
Value Creation Model 017

2

CORPORATE GOVERNANCE AND COMPLIANCE

Corporate Governance Structure 019
Shareholders 022
Board of Directors 024
Senior Management Officers 031
Grupo Saesa Compliance 035
Risk Management 042

3

COMPANY STRATEGY AND BUSINESS

Company Strategy 051
Overview of the Electricity Sector 053
Businesses of the Company 054
Other Businesses 070
Leaders in Innovation and Cybersecurity 072
Customer Focus 078
Financial Performance 081
Power Sector Regulation and Operation of the Power Grid 082

4

GRUPO SAESA'S TEAM AND CULTURE

Integration of Culture in the Strategy 092
Workforce 094
Diversity, Equity, and Inclusion (DEI) 094
Staff Development and Training 100
Quality of Life 102
Labor Relations 108
Occupational Health and Safety 109

5

LINKS WITH OTHER STAKEHOLDERS

Sustainability Strategy 114
How We Protect the Environment 122
Initiatives to Reduce GHG Emissions 123
Environmental Management 126
Biodiversity 128
Relationship with Communities and the Environment 129
Supplier and Contractor Management 133
Relationship with Stakeholders and the Public at Large 135
Relationship with Investors, Bondholders, and Credit Rating Agencies 137
Membership in Trade Unions, Associations, or Organizations 138

6

OTHER CORPORATE INFORMATION

Incorporation Documents and Corporate Purpose 140
Dividend Policy, Share Statistics, and Other Securities 140
Risk Factors 142
Enforced Penalties 150
Material Disclosures or Facts 151
Subsidiaries and Related Entities 152
Property and Facilities, Trademarks and Concessions 170

7

METRICS

Governance 172
Human Resources 173
Health and Safety 181
Suppliers 184

8

APPENDICES

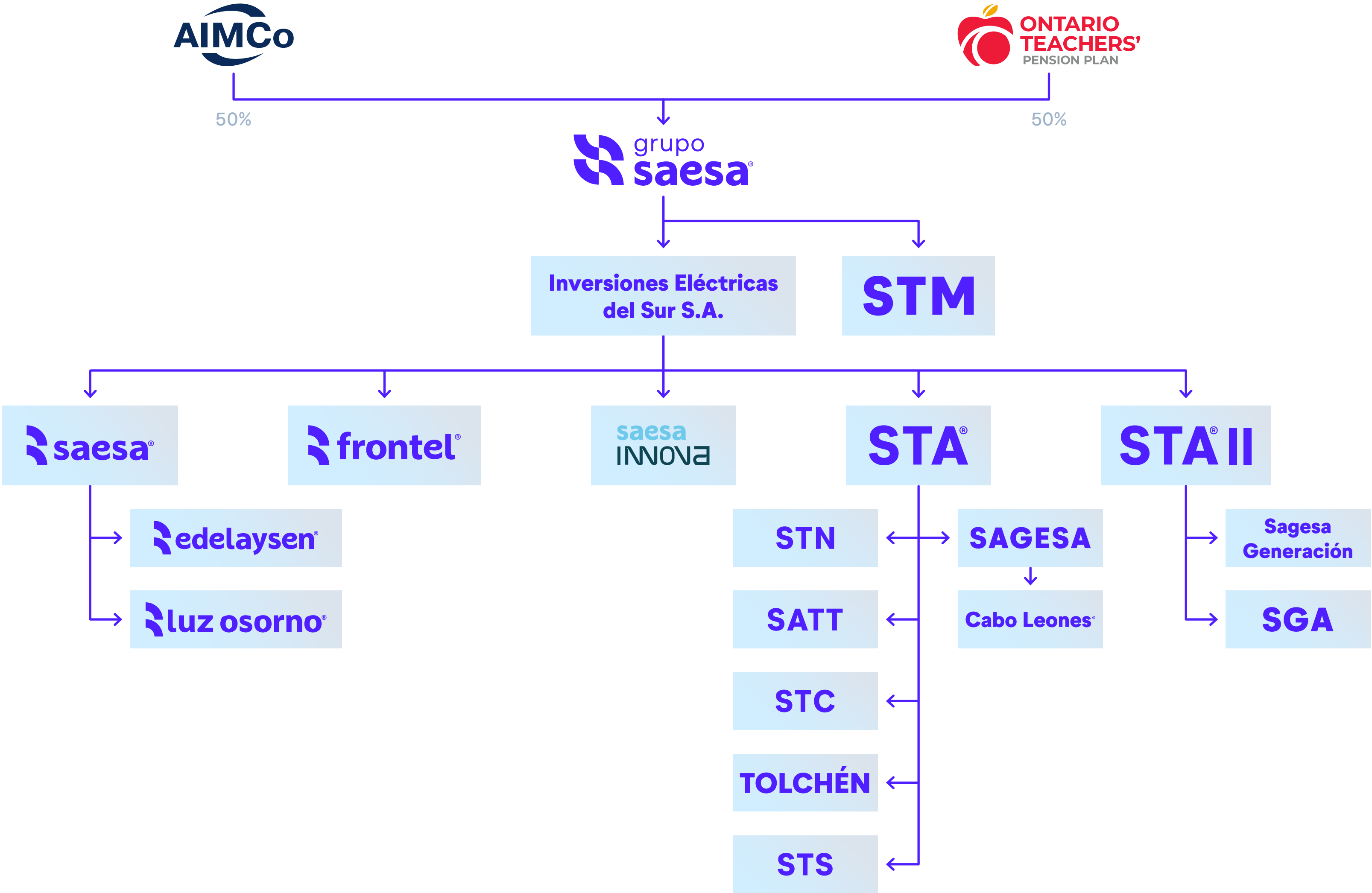
Materiality 186
Sustainability Indicators 188
Statement of Liabilityd 192
Financial Information 193

THE COMPANY AT A GLANCE

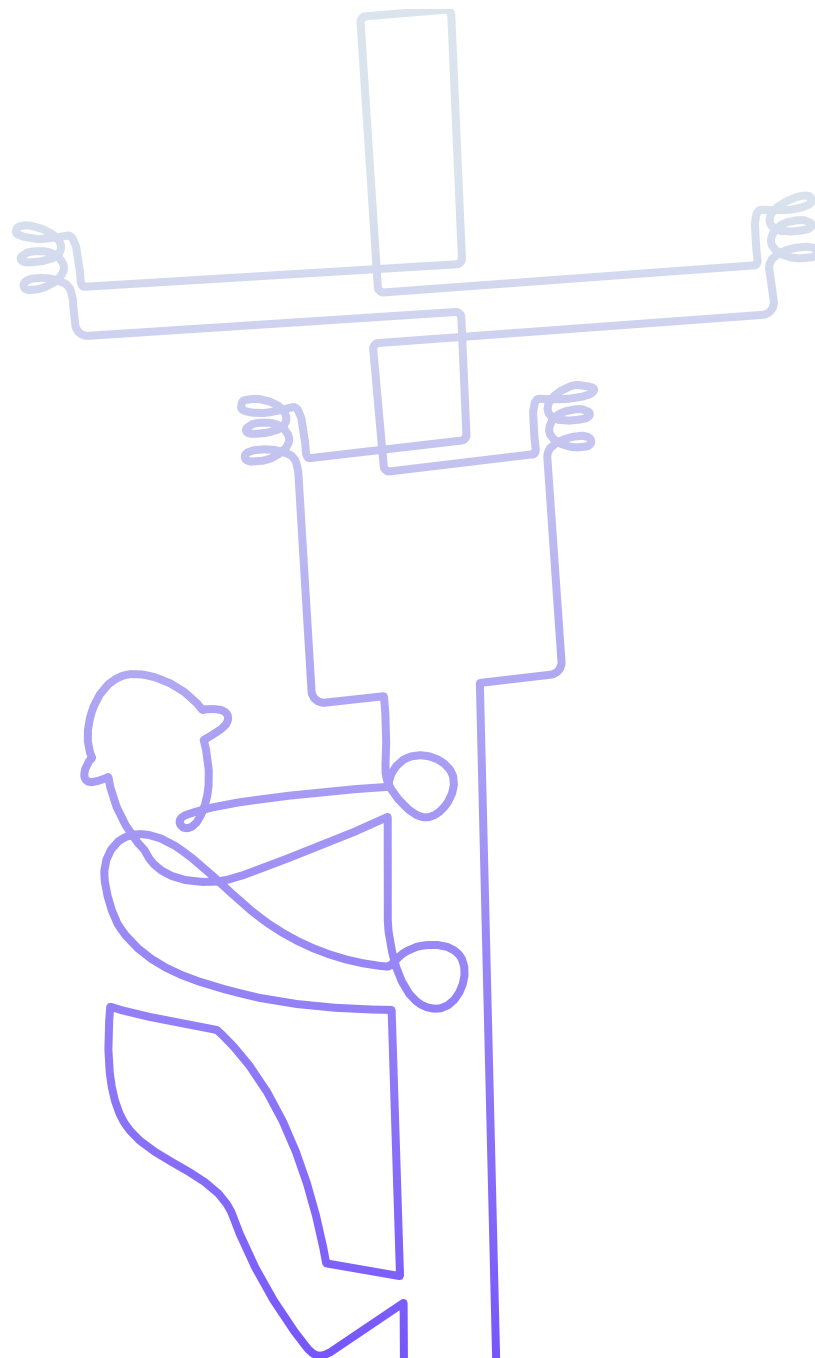
- 007** Overview of Inversiones Eléctricas del Sur S.A.
- 009** History
- 011** The Company at a Glance
- 017** Value Creation Model

OVERVIEW OF INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A.

Inversiones Eléctricas del Sur S.A. is a closely held corporation, controlled by Inversiones Grupo Saesa Limitada, the investee through which the Canadian investment funds: Ontario Teachers' Pension Plan Board and Alberta Investment Management Corp. control the companies that make up Grupo Saesa. Grupo Saesa is organized under a decentralized operational structure and centralized management, which allows the operating companies to keep their presence and proximity to customers in the various concession areas, and to facilitate the development of new business alternatives in the electricity sector. Grupo Saesa consists of the following companies.



The following are the Company’s subsidiaries and their line of business, specification of whether they are registered with the Chilean Securities Market Commission (CMF, per its acronym in Spanish) and whether they are direct (D) or indirect (I) subsidiaries.



DISTRIBUTION OF ELECTRIC POWER

Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Saesa), registered in the Securities Registry of the CMF.	D
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Frontel), registered in the Securities Registry of the CMF.	D
Compañía Eléctrica Osorno S.A. (Luz Osorno), registered in the Special Register of Reporting Entities of the CMF (REEL).	I
Compañía Eléctrica de Aisén S.A. (Edelaysen), registered in the REEL.	I

TRANSMISSION OF ELECTRIC POWER

Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA).	D
Sistema de Transmisión del Norte S.A. (STN).	I
Sistema de Transmisión del Centro S.A. (STC).	I
Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS), registered in the Securities Registry of the CMF.	I
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SATT), registered in the REEL	I
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A. (Cabo Leones).	I
SAGESA S.A.	I
Tolchén Transmisión S.A. (Tolchén)	I

UNREGULATED BUSINESSES

STA II S.A. (STA II)	D
Saesa Innova Soluciones SpA (Saesa Innova).	I
SAGESA Generación S.A.	I
Sociedad Generadora Austral S.A.	I

HISTORY



Sociedad Austral de Electricidad S.A. begins operations, supplying energy to Lebu, Arauco, Carampangue, and later to Puerto Montt, Osorno, and Valdivia.

1926



Endesa transformed Frontel into a joint stock company where it owns a 83.7% interest.

1957

In 1982, Saesa purchases from Copec 70% of the shares of Frontel, which becomes a subsidiary of Saesa, and in 1986, Corfo, Edelaysen, and Endesa begin the construction of mini hydroelectric power plants and transmission lines.

1982



1980

In 1980, Copec becomes the majority shareholder of Saesa and Frontel, and in 1981, Edelaysen is created as a subsidiary of Endesa.

In 1988 and 1989, Corfo transfers its facilities to Edelaysen, becoming the majority shareholder, and Saesa and Frontel begin their transmission activities.

1988

1994

Between 1994 and 1996, Saesa and Transelec jointly incorporated STS. The newly created company is 60% owned by Saesa and 40% owned by Transelec. In 1996, Saesa purchased Transelec's 39.9% interest in STS and now owns 99.9% of the share capital. The remaining 0.1% was acquired by Frontel.

1998

Between 1998 and 1999, Saesa purchases 90.11% of Edelaysen's shares, extending its activities to 1,500 km. between Biobío and Aysén regions, and Saesa and Frontel acquire Creo Ltda. In 2000, Saesa and STS modify the transmission facilities that supply Chiloé Island, and Saesa acquires 1.56% of the shares of Edelaysen that belonged to Corfo, thus increasing its interest to 91.67%. In 2001, Copec sells its interest in Saesa and Frontel to PSEG Chile Holding S.A. Alto Baguales, Chile's first wind farm, comes into operation. SGA is incorporated in 2002.



2008

In 2008, Ontario Teachers' Pension Plan and Morgan Stanley Investment Funds acquire the entire Grupo Saesa, and in 2011, the Canadian investment fund Alberta Investment Management Corporation acquires 50% of the property held by Morgan Stanley.

In 2012, a consortium formed by Saesa and Chilquinta (a non-Grupo Saesa company), establish the company Eletrans S.A. for the development of trunk transmission projects (currently referred to as national transmission) that are awarded. Subsequently, Eletrans II S.A. and Eletrans III S.A. are incorporated to develop additional projects.

2012



Grupo Saesa's subsidiary Sagesa acquires Cabo Leones, the company that owns the 110-km, 2x220 kV Cabo Leones-Maitencillo Transmission Line. Later, subsidiary Sociedad Austral de Transmisión Troncal (SATT) acquire the San Andrés Substation.

2016



2014

In 2014, STN was incorporated, with operations concentrated in the north of the country.

2015

SATT is incorporated to develop national transmission projects.

In 2020, the companies Saesa and Frontel split, separating the transmission assets in order to comply with the law on the single line of business of electricity distribution and the companies resulting from this split merged with the transmission company Sistema de Transmisión del Sur S.A.

Saesa sells its share in the companies Eletrans S.A., Eletrans II S.A., and Eletrans III S.A. to Chilquinta.

2020

In 2022, STA issued bonds totaling US\$390,000,000 on international markets. STA will use part of the proceeds from this issuance to finance capital expenditures related to its transmission projects, which are classified as "Green Projects" under a Green Financing Framework Agreement to which STA voluntarily adhered.

2022



In January 2025, the subsidiary Empresa Eléctrica de la Frontera successfully issued bonds on the local market in the amount of UF2,000,000.



2024

In August 2024, a historic storm front swept across much of the country, causing widespread damage to the electrical infrastructure. After arduous work, the distribution companies of Grupo Saesa managed to restore 100% of the power supply.

In September 2025, the subsidiary Saesa Gestión y Logística was dissolved as part of a strategic reorganization by the parent company.

2025

THE COMPANY AT A GLANCE



Controllers with a solid financial position, reputation, and track record

AA-
Trend: Stable

AA-
Trend: Stable

Feller Rate ICR Chile

Solid financial position



G R E S B

91 pts.
Commitment to transparency and sustainability

AWARDS AND ACCOLADES



Grupo Saesa has been recognized in various fields during 2025. In the area of integrity, we received the Commitment to Integrity Award for the sixth consecutive year, presented by the Fundación Generación Empresarial, and were once again recognized in the Lifetime Achievement and Regional categories, which highlight.



In the workplace, we remained among the top-ranked companies in the Great Place to Work Chile ranking, securing a spot among the country's top five companies for the seventh consecutive year. Additionally, we ranked 10th in the GPTW Chile ranking in the Best Places for Women to Work category, reinforcing our commitment to equity and workplace well-being.



In our debut on the GPTW “Sustainable Management” 2025 ranking, we were recognized among the 15 most outstanding companies nationwide.



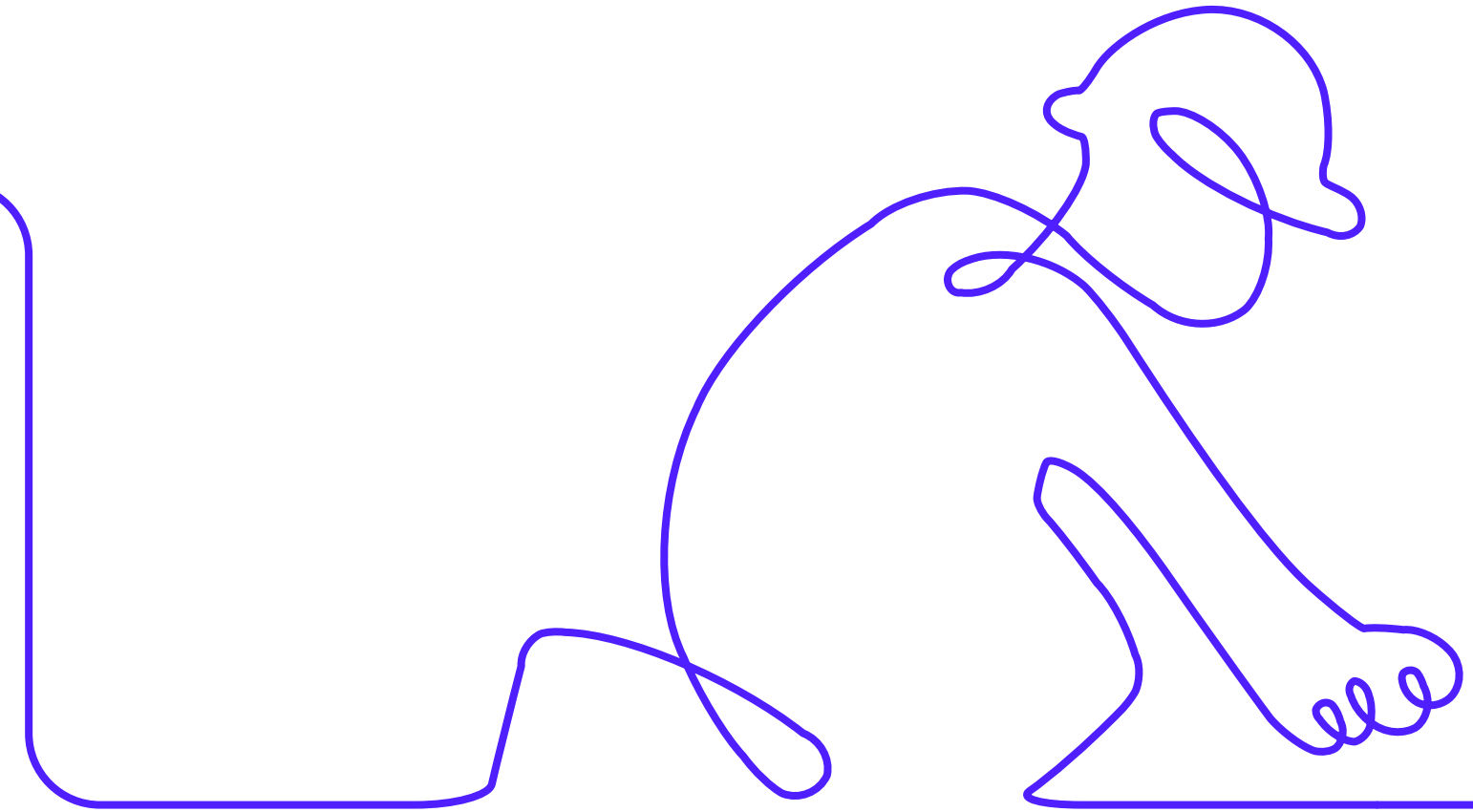
In sustainability, we achieved a record score of 91/100 on the Global Real Estate Sustainability Benchmark (GRESB), consolidating our leadership in social and environmental responsibility, in addition to implementing more than 50 initiatives in the Climate Emergency Plan (PEC).

In risk management, we achieved ISO/IEC 27001 certification for our Information Security Management System, reached an advanced maturity level with a **score of 4.6 out of 5** on the EY model, and certified our team in ISO 31000 (Risk Management).

In addition, we conducted 45 training sessions, equivalent to nearly 10,000 hours of training, which strengthen our culture of prevention and safety.



Regarding our team, the results of the WoCk Environment Survey (ECO) showed an 82% satisfaction rate among contractors and an 89% rate among employees, a figure that represents an increase compared to the previous year.



As for our customers, we earned second place in the “Best Customer Experience Strategy” category, awarded by the DEC Chile Association—a recognition that validates our efforts to deliver a personalized, reliable, and excellent service.



We also secured second place in the Most Innovative Companies 2025 Ranking in the Utilities (Chile) category.

Finally, regarding the work environment, we ranked 21st among the Best Companies for Professional Women Under 35 in Chile, as awarded by the EFY FEM Chile 2025 ranking, highlighting the company’s support for professional women.

STRATEGIC COMMITMENT TO SUSTAINABILITY



+113,000 participants

Beneficiaries of social programs in 2025, impacting 6 regions of the country.



500,000 customers

Receive digital bills, reducing paper use.



812 ha

Hectares reforested over the past 10 years by Grupo Saesa in compliance with management plans and environmental commitments.



656 t

Waste Management: Recycling of 700 tons of material in partnership with specialized companies.



4,500 poles

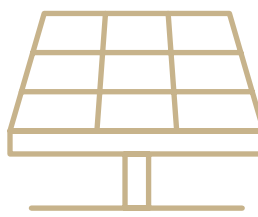
Recycling of broken concrete poles, which are recycled for reuse as road base material and for the foundation of new poles.

NEW ENERGY SOLUTIONS, INNOVATION, AND SUSTAINABLE EFFICIENCY



18 MW

of new installed capacity through 15 projects, including solar, netbilling, and BESS storage.



4,000 kW

of new installed capacity through 15 projects, including solar, netbilling, and BESS storage.



50%

Improvement in Local Generation Efficiency: 50% reduction in fossil fuel consumption in remote areas thanks to the expansion of the Alto Baguales Wind Farm.



Energy Matrix Transformation: Progress on the Simpson Power Plant project, replacing diesel generation with LPG to reduce the environmental impact of thermal generation.



Storage (BESS): Development of battery projects in Hornopirén and Cochamó to optimize thermal dispatch and reduce fuel consumption.

MISSION

To provide a service of excellence

We provide our customers with excellent, reliable, and safe service. We care for our employees and the environment, contributing to the progress of the energy industry in Chile. We create value for our shareholders.

VISION

To be a leader in the energy industry, contributing to the country's progress and sustainable development.

An expert and innovative company, capable of doing the unthinkable. A modern, cutting-edge, and technological institution. A valued and respected company. A benchmark.



We are energy that connects and transforms lives

CORPORATE VALUES

To achieve its objectives, the Company seeks to promote and cultivate high work standards in all its employees and internalize in their daily work these seven core values, which are detailed below and are aligned with the Business Strategy:



Integrity and Transparency

We do the right thing with truth and honesty.



Safety and Well-being

Non-negotiable.



Excellence

We constantly challenge ourselves to achieve a higher standard.



Customer Focus

Our purpose and inspiration.



Efficiency

The key to business sustainability.



Sustainability

We are responsible regarding the future.



Innovative Attitude

We are open to change with flexibility, agility, and a forward-looking vision.

KEY OPERATING INDICATORS

Transmission Business

	HV ⁽¹⁾ Lines	2,361 Km
	Transformation Capacity (HV/MV)	4,185 MVA

Distribution Business

	MV ⁽²⁾ Lines	38,370 Km
	LV ⁽³⁾ Lines	28,884 Km
	Transformation Capacity (MV/MV)	1,779 MVA
	Total Distributed Energy	4,445 GWh
	Energy Losses	11.08%
	Customers	1,087,372

Generation Business

	Net Installed Capacity	296 MW

(1) HV: High Voltage; (2) MV: Medium Voltage; (3) LV: Low Voltage



KEY FINANCIAL INDICATORS

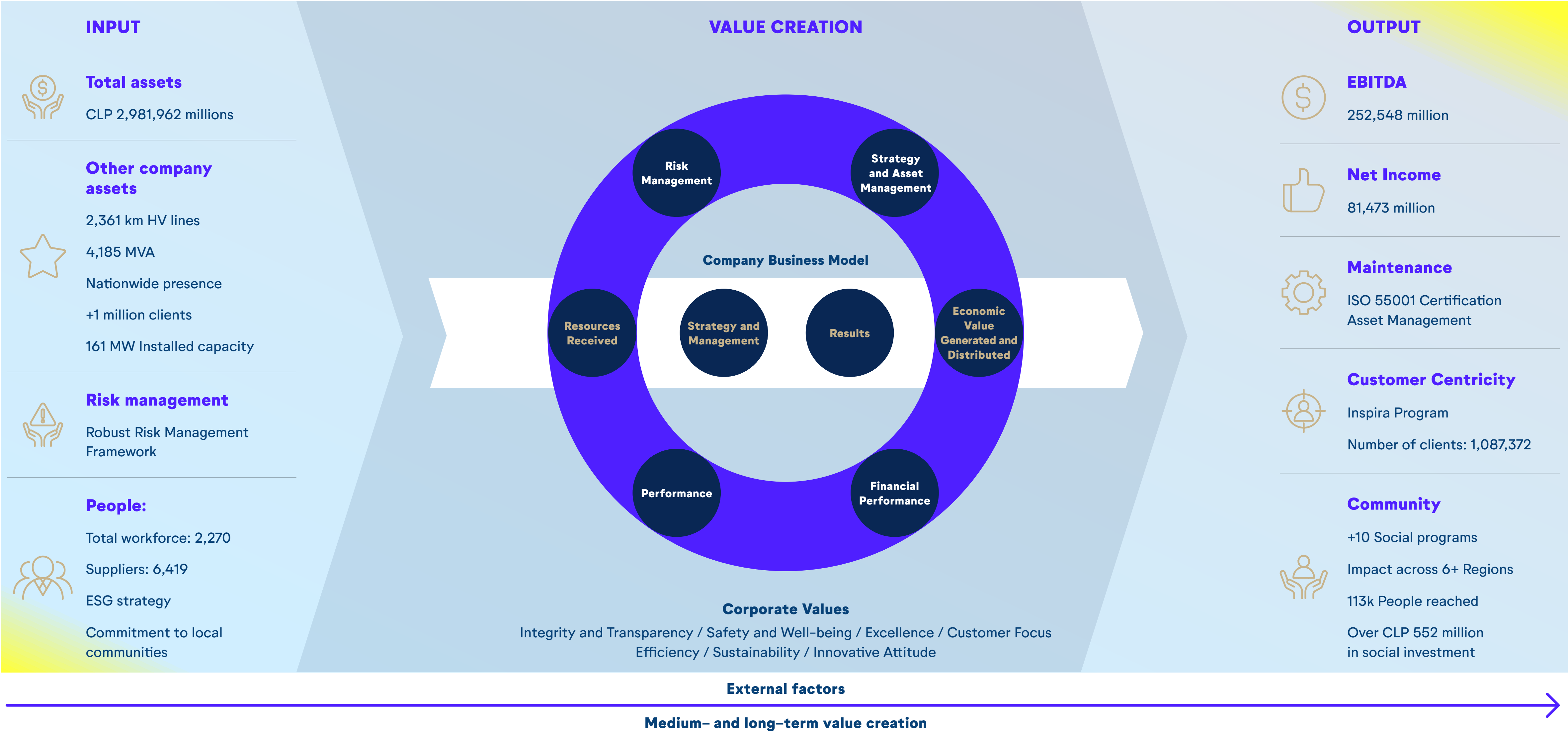
	Assets (MM\$) 2,981,962 (+3%)
	EBITDA (MM\$) 252,547 (+15%)
	Profit (MM\$) 82,134 (+106%)
	Total Equity 771,408 (+7%)
	Employees 2,270 (+4%)

We have established a strong presence



throughout Chile

VALUE CREATION MODEL



2



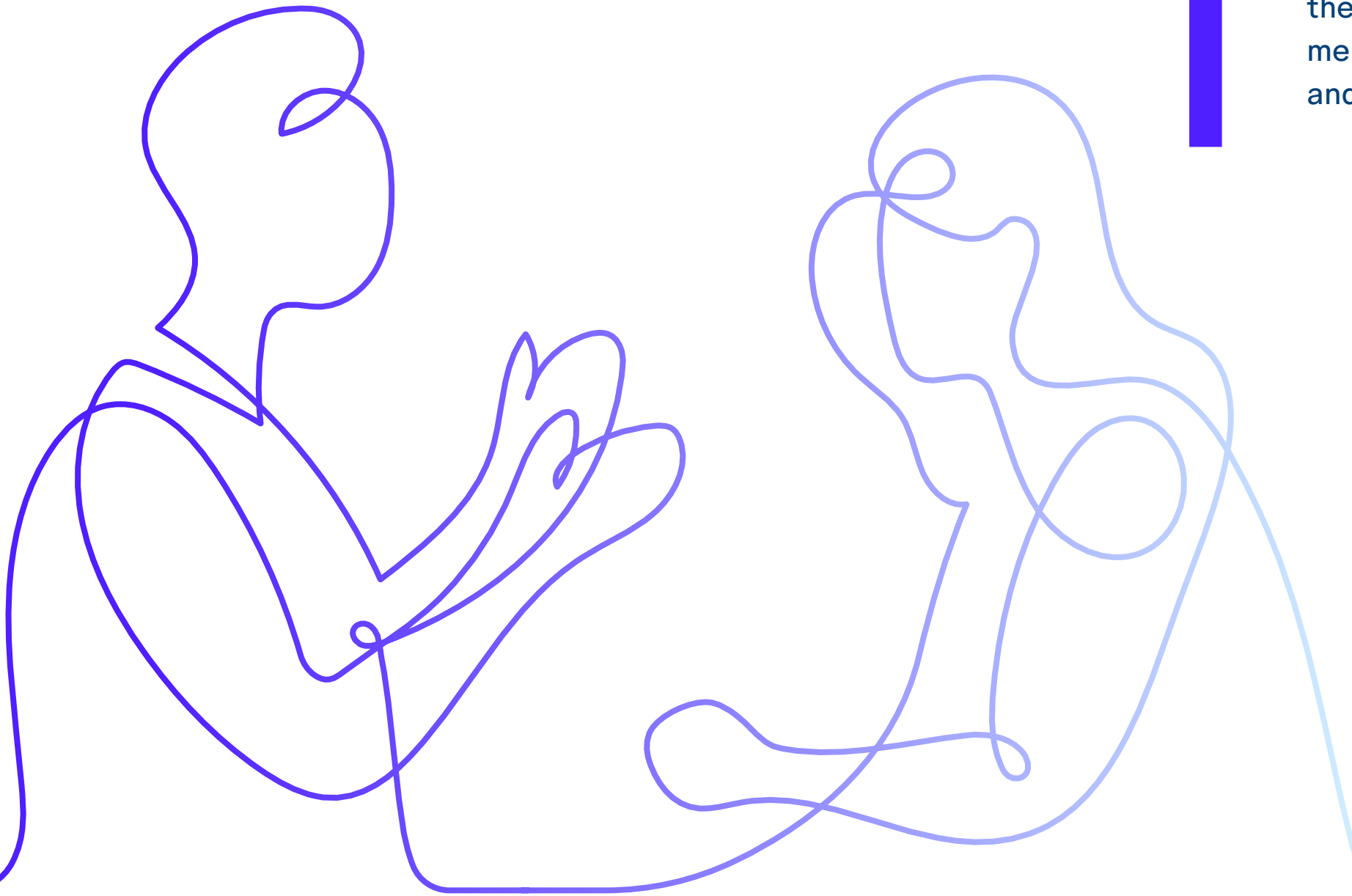
CORPORATE GOVERNANCE AND COMPLIANCE



- 019** Corporate Governance Structure
- 022** Shareholders
- 024** Board of Directors
- 031** Senior Management Officers
- 035** Grupo Saesa Compliance
- 042** Risk Management

CORPORATE GOVERNANCE STRUCTURE

The Company’s corporate governance structure has been designed to ensure adequate information flows and oversight, safeguarding traceability, and sound decision-making.



The principal governing body is the Board of Directors, which as of the end of 2025 consisted of eight members, four residing in Canada and four in Chile.

The Board of Directors maintains an annual schedule of monthly meetings, held via videoconference or in person at operational sites. Additionally, it convenes for special sessions when necessary or appropriate.

While each session reviews matters relevant to the business, the agenda also includes in-depth analysis of specific issues, such as strategic planning, risk management, and reports from the crime prevention officer, among others.

As of the end of accounting period 2025, there is no formal adherence to corporate governance codes issued by public or private organizations; nevertheless, internationally recognized best practices, such as the OECD and G20 Principles of Corporate Governance, are used as a reference.

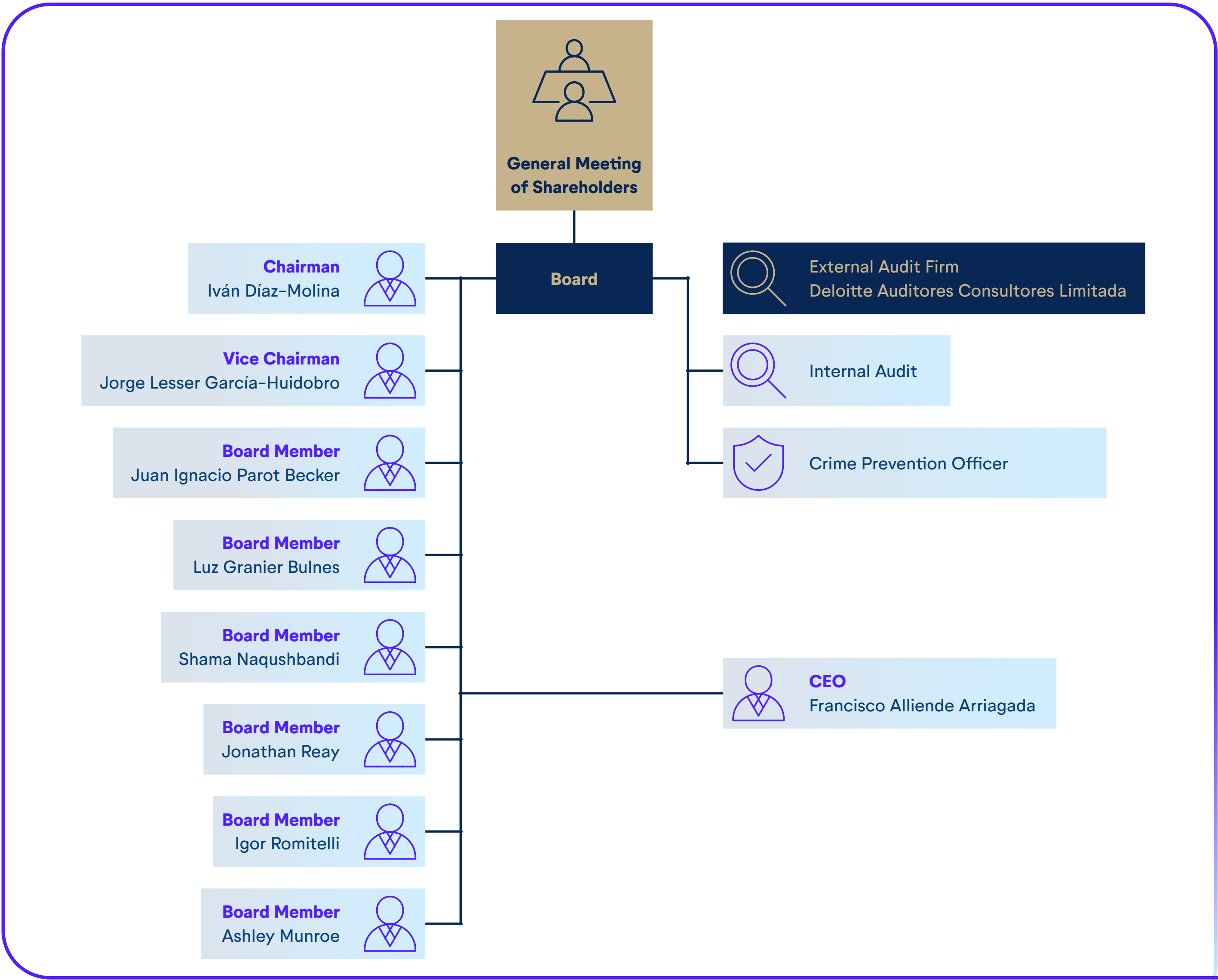
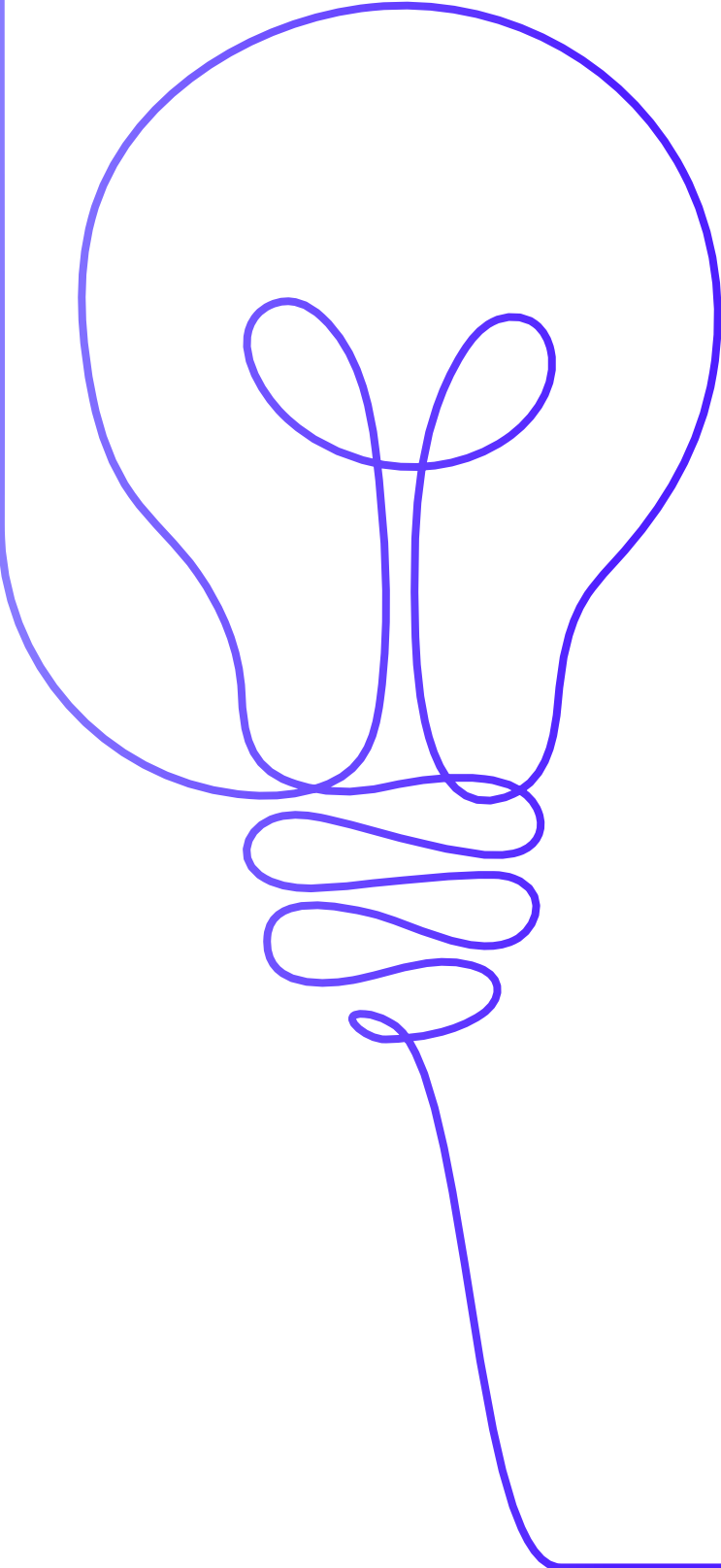
CORPORATE GOVERNANCE OPERATIONS

The Company has tools designed to ensure the effective functioning of its various levels of corporate governance. At the Board of Directors level, there is a formal system for the submission and analysis of relevant information, which allows its members to adequately prepare for informed decision-making.

The Board of Directors is responsible for overseeing the internal control and risk management systems, for which an annual assessment of the effectiveness of their design and operation is conducted.

Additionally, committees composed of Board members and senior executives operate to periodically and thoroughly review essential matters such as finance, investments, risk management, and sustainability.

CORPORATE GOVERNANCE
STRUCTURE OF INVERSIONES
ELÉCTRICAS DEL SUR





SUSTAINABILITY GOVERNANCE

Sustainability is structurally integrated into the corporate governance model and long-term strategy, with direct participation by the Board of Directors, defined governance frameworks, and formal mechanisms for monitoring, measurement, and accountability.



Role of the Board of Directors and Level of Influence

The Board of Directors is the highest supervisory body and bears direct responsibility for the sustainability strategy, incorporating ESG criteria into strategic planning, risk management, and relevant decision-making.

In 2025, the Board of Directors met monthly (12 regular sessions), addressing matters related to sustainability, risks, compliance, people, and long-term strategy.

Sustainability is part of the Board’s permanent agenda, ensuring alignment with corporate objectives and the 2030 planning horizon.



Sustainability Governance Structure

Governance is structured across two complementary levels:

Management—Executive Level
ESG Executive Committee, responsible for:

- Defining strategic guidelines.
- Ensuring consistency between corporate strategy and ESG management.
- Monitoring progress and performance.

The ESG Executive Committee is led by senior management and includes the direct participation of 12 officers, ensuring decision-making capacity and organizational cross-functionality.

Tactical—Operational Level
3 specialized working groups:

- Environmental Working Group
- Social Working Group
- Governance Working Group

These bodies enable the translation of strategy into operational plans, indicators, and concrete goals, ensuring effective implementation across all business areas.



Integration into Corporate Strategy

Sustainability is incorporated into the Strategic Plan with a 2030 horizon as a cross-cutting component of the business model.

The ESG strategy is updated annually through formal materiality assessment processes, considering: stakeholder expectations, regulatory challenges, and strategic business priorities.

As a result of the latest materiality exercise, the organization manages: 24 material issues, 39 strategic ESG objectives, and 110 specific targets, with defined responsible parties, deadlines, and monitoring mechanisms.



Control, Monitoring, and Accountability Mechanisms

Each ESG objective has an executive responsible, performance indicators, and periodic monitoring. Traceability is ensured through internal reports and review at the executive and management levels.

Sustainability is integrated with risk management, compliance, and internal control systems, strengthening the alignment between strategy, execution, and oversight.



SHAREHOLDERS

CONTROL

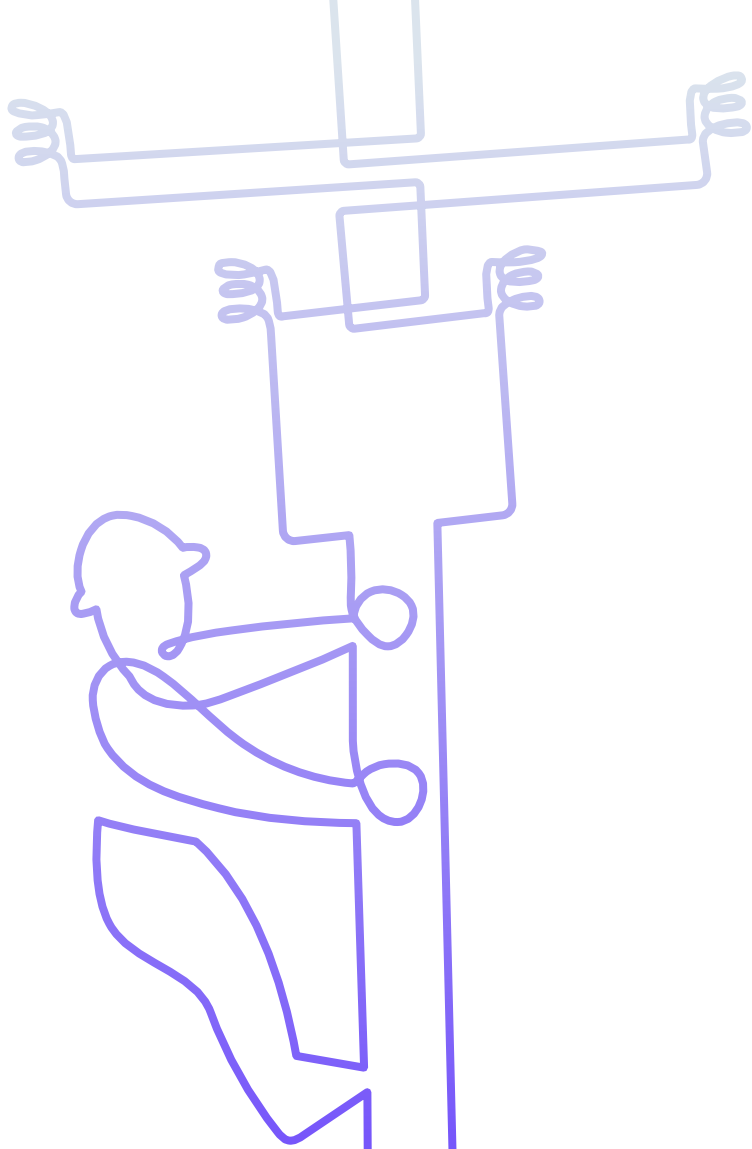
In accordance with the provisions of Title XV of the Securities Market Law, the Company’s controlling entity is Inversiones Grupo Saesa Limitada, Tax ID # 76.024.782-0, which holds 99.99% of its share capital.



IDENTIFICATION OF THE CONTROLLERS¹

The ultimate controlling shareholders of Inversiones Grupo Saesa Limitada are Alberta Investment Management Corporation (“AIMCo”) and Ontario Teachers’ Pension Plan Board (“OTPPB”).

OTPPB is a non-stock corporation, created pursuant to a special act of the Legislature of Ontario, Canada, which manages pensions and invests pension plan assets on behalf of teachers in that province.



AIMCo is a wholly owned entity of the provincial government of Alberta, Canada, established by a special act for the purpose of administering Alberta’s public sector employee pension funds and other Crown funds.

By virtue of the foregoing, there are no identifiable individuals behind the legal entities indicated.

OUR SHAREHOLDERS

	Series A		Series B		Total	
	Shares	Share %	Shares	Share %	Shares	Share %
Inversiones Grupo Saesa	60	60%	93,780,651	100%	93,780,711	99.99996%
Cóndor Holding SpA	40	40%			40	0.00004%
Total	100	100%	93,780,651	100%	93,780,751	100%

¹ As of the end of accounting period 2025, there are no individuals to report as being in control of the legal entities listed; therefore, it is not necessary to identify them by providing details such as their Tax Identification Number (TIN), full name, and percentage of ownership in the parent company, whether direct or indirect.



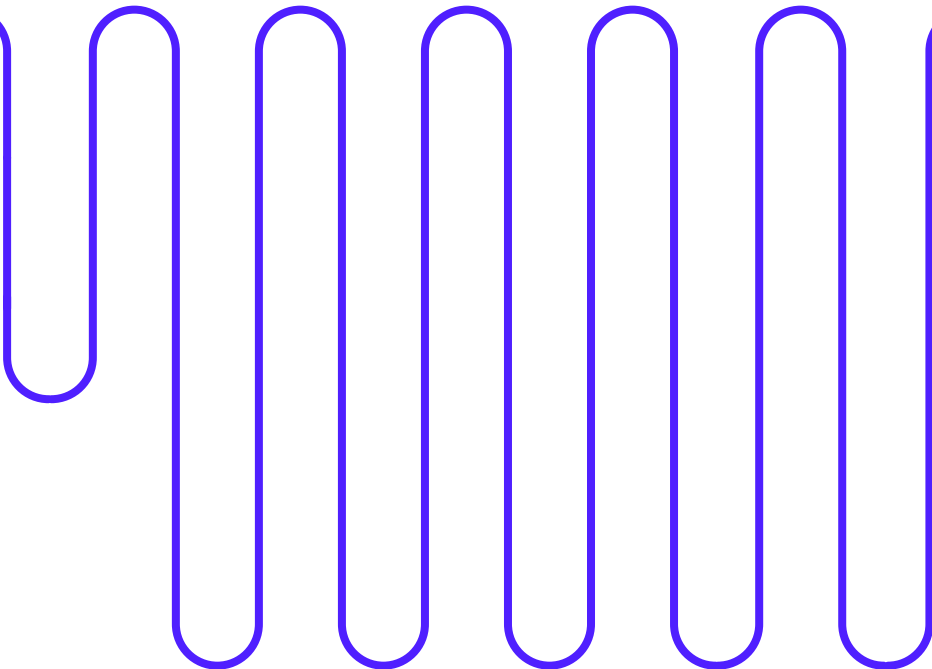
JOINT ACTION AGREEMENTS

The partners of Inversiones Grupo Saesa Limitada, the Company’s controller, executed an agreement on July 24, 2008, whereby a number of matters are regulated, including restrictions on the transfer of equity rights in the company.

Likewise, a shareholders’ agreement executed on the same date provides certain restrictions on free disposal of shares by shareholders.

Moreover, the majority shareholders of Sociedad Austral de Electricidad S.A. and Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. also executed an agreement on the same date referred to in the preceding paragraph whereby restrictions on free disposal of shares by shareholders are laid down.

Finally, subsidiaries SAGESA S.A., Sociedad de Transmisión Austral S.A., and Sistema de Transmisión del Sur S.A., executed shareholders’ agreements on June 22, 2012, whereby restrictions on free disposal of shares by shareholders are set forth.



MAJOR CHANGES IN OWNERSHIP
No significant changes affected the Company’s ownership in 2025.



IDENTIFICATION OF PARTNERS OR MAJORITY SHAREHOLDERS
There are no individuals or legal entities, apart from the controller, that own 10% or more of the capital or voting capital of the Company.



STOCK EXCHANGE TRANSACTIONS OF RELATED ENTITIES, OWNED BY DIRECTORS, AND SENIOR EXECUTIVES
At the end of 2025, there are no directors or senior executives who hold direct or indirect interests in the Company or companies they control. This situation has remained unchanged since the end of 2024 and prior periods.

BOARD OF DIRECTORS

COMPOSITION OF THE BOARD OF DIRECTORS
The Board of Directors consists of the following members:



Iván Díaz-Molina
Chairman

Date of Appointment to the Board: September 10, 2010
Date of Most Recent Appointment: April 29, 2025
Citizenship: Argentine
Profession: Civil Engineer, Universidad Nacional de Córdoba, Argentina

Other Degrees: Doctor of Business Administration de la Temple University, and M.Sc. de la Carnegie Mellon University, both from the U.S.A.

Academic Appointments: Professor of Strategy and Innovation, Head of the Strategy Department, and Director of the Center for Innovation and Entrepreneurship at the ESE Business School in Santiago, Chile.

Career Path: Iván Díaz-Molina has served as the Company’s director since 2009. Prior to joining ESE, Mr. Díaz-Molina was vice president for Latin America at PPL (Pennsylvania Power and Light), which operates in Central America, Peru, Brazil, Bolivia, and Chile. He also serves on the boards of INKIA, and ISQ Capital



Jorge Lesser García-Huidobro
Vice Chairman

Date of Appointment to the Board: April 8, 2009
Date of Most Recent Appointment: April 29, 2025
Citizenship: Chilean
Profession: Civil Industrial Engineer, Universidad de Chile.

Other Degrees: Master’s Degree in Electricity, Universidad de Chile.

Career Path: Jorge Lesser García-Huidobro joined Grupo Saesa as a Director in April 2009. He is an engineer, consultant, and entrepreneur, and serves as vice chair of the Board of Directors of Grupo Saesa, among other companies controlled by the Canadian Ontario Teachers’ Pension Plan Fund and Alberta Investment Management Corporation. Previously, he held the position of CFO Finance Manager and Deputy CEO at Empresa Nacional de Electricidad. Prior to joining Empresa Nacional de Electricidad, he worked at Celulosa Arauco and Pesquera Coloso, where he held various management positions.



Juan Ignacio Parot Becker
Director

Date of Appointment to the Board: August 16, 2011
Date of Most Recent Appointment: April 29, 2025
Citizenship: Chilean
Profession: Civil Industrial Engineer, Universidad Católica de Chile

Other Degrees: MBA, Sloan School of Management, MIT

Career Path: Juan Ignacio Parot Becker has served as the Company’s Director since December 2022. Previously, he was CFO of Aguas Nuevas, where he was responsible for financing activities, as well as all administrative, human resources and IT areas. He was CEO of AndesCan and has worked in the telecommunications sector and in a power plant. At the close of this annual report, he is a director of Essbio S.A., Esval S.A. and CranChile.



Luz Granier Bulnes
Director

Date of Appointment to the Board: August 17, 2022

Date of Most Recent Appointment: April 29, 2025

Citizenship: Chilean

Profession: Bachelor of Business Administration, major in Economics, Universidad de Chile. She was recognized as a member of the honor roll (2020) of the School of Economics and Business of Universidad of Chile.

Other Degrees: Diploma in European Art History, Universidad Adolfo Ibáñez.

Career Path: Luz Granier Bulnes has served as a Director of the Company since 2022. She has also been a Director of different companies in Chile in areas such as energy, infrastructure, and health. In addition, she was Undersecretary of Social Services (2013– 2014); Director of Colbún S.A. between 2013 and 2014, Director of Clínica Indisa S.A. (2017–2022), Director of Metro S.A. (2018–2022). At the close of this report, she is Chair of the Board of Directors of Desarrollo País S.A. and member of the Board of Directors of Universidad Andrés Bello and Enel S.A.



Shama Naqushbandi
Director

Date of Appointment to the Board: August 17, 2022

Date of Most Recent Appointment: April 29, 2025

Citizenship: British

Profession: Lawyer, graduated with honors from Cambridge University.

Career Path: Shama Naqushbandi has 15 years of experience on global projects and project finance across a wide variety of infrastructure and energy asset types. A Portfolio Manager in AIMCo’s Value Creation and Asset Management team, she joined the board of Grupo Saesa in August 2022. The group’s focus is to drive value creation activities across AIMCo’s existing global infrastructure and Renewable Resources portfolio, as well as to help in evaluating potential investment opportunities. Prior to AIMCo, Shama held various commercial roles at Infrastructure Ontario and Shell, having previously practiced as a lawyer specializing in global projects, energy, and infrastructure at law firm Allen & Overy. Since September 2022, she has served on the Board of Directors of the GRESB Foundation.



Jonathan Reay
Director

Date of Appointment to the Board: October 14, 2020

Date of Most Recent Appointment: April 29, 2025

Citizenship: Canadian

Profession: Bachelor of Laws, University of Toronto, Canada, and Bachelor of Arts, University of Alberta, Canada.

Career Path: Jonathan Reay has served as a Director of Grupo Saesa since October 2020. He is Director of Value Creation and Asset Management at Alberta Investment Management Corporation (AIMCo) Edmonton, Alberta, Canada. Previously, he was Chief Compliance Officer and Associate General Counsel at the same company, responsible for overseeing compliance with its code of conduct and ethical standards, as well as regulatory and investment compliance.



Igor Romitelli
Director

Date of Appointment to the Board: April 9, 2024
Date of Most Recent Appointment: April 29, 2025
Citizenship: Brazilian
Profession: Bachelor of Laws

Career Path: Igor Romitelli is a Director on the Infrastructure team at Ontario Teachers', where he joined in 2020. In addition, Igor is involved in the asset management of companies in Ontario Teachers' portfolio, serving as a member of the Board of Directors and Chair of the Performance and Investment Committee at Evoltz. Prior to joining Ontario Teachers', Igor worked on Actis' energy private equity team, focusing on renewable energy generation, and in the direct investment group at AG Investments, covering core and core-plus infrastructure in Latin America and Europe. Igor holds an MBA with Distinction from INSEAD and a law degree from the University of São Paulo.



Ashley Munroe
Director

Date of Appointment to the Board: February 27, 2025
Date of Most Recent Appointment: April 29, 2025
Citizenship: Canadian

Career Path: Ashley Munroe is a Director on the Board of Grupo Saesa, a position she assumed in February 2025. With a strong background in infrastructure and natural resources investments, she served as an Associate at Aquila Infrastructure Management and later as a Director at the Ontario Teachers' Pension Plan (OTPP).

She is Canadian, holds an HBA from Ivey Business School at Western University, and studied civil engineering at Western University. She currently also serves on the Board of Directors of GCT Global Container Terminal, contributing her expertise in asset management and sustainable infrastructure projects.

OTHER DIRECTORS WHO SERVED IN THIS POSITION

Other directors, who held office between 2024 and 2025.



Stephen Best
Citizenship: Canadian
Date of Appointment to the Board: April 30, 2024
Date of Cessation of Office: August 21, 2024

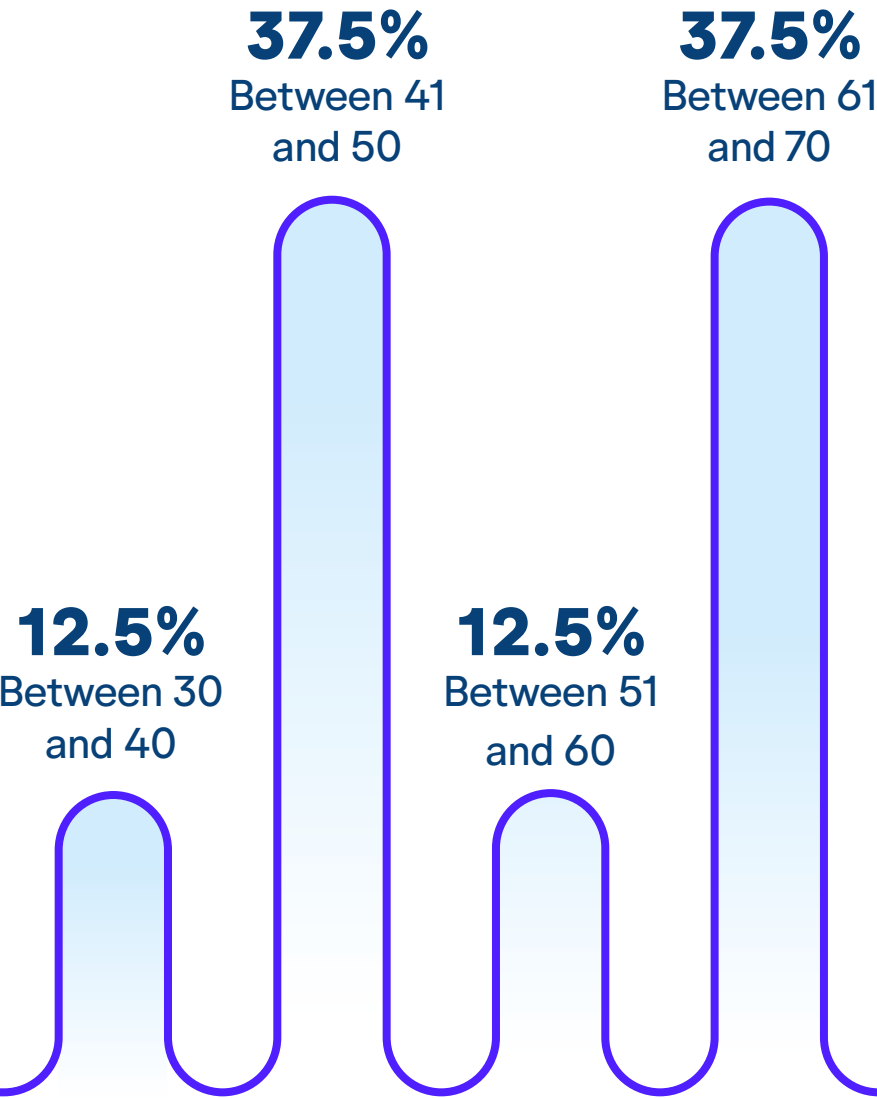


Stacey Purcell
Citizenship: Canadian
Date of Most Recent Appointment: August 21, 2024
Date of Cessation of Office: February 27, 2025

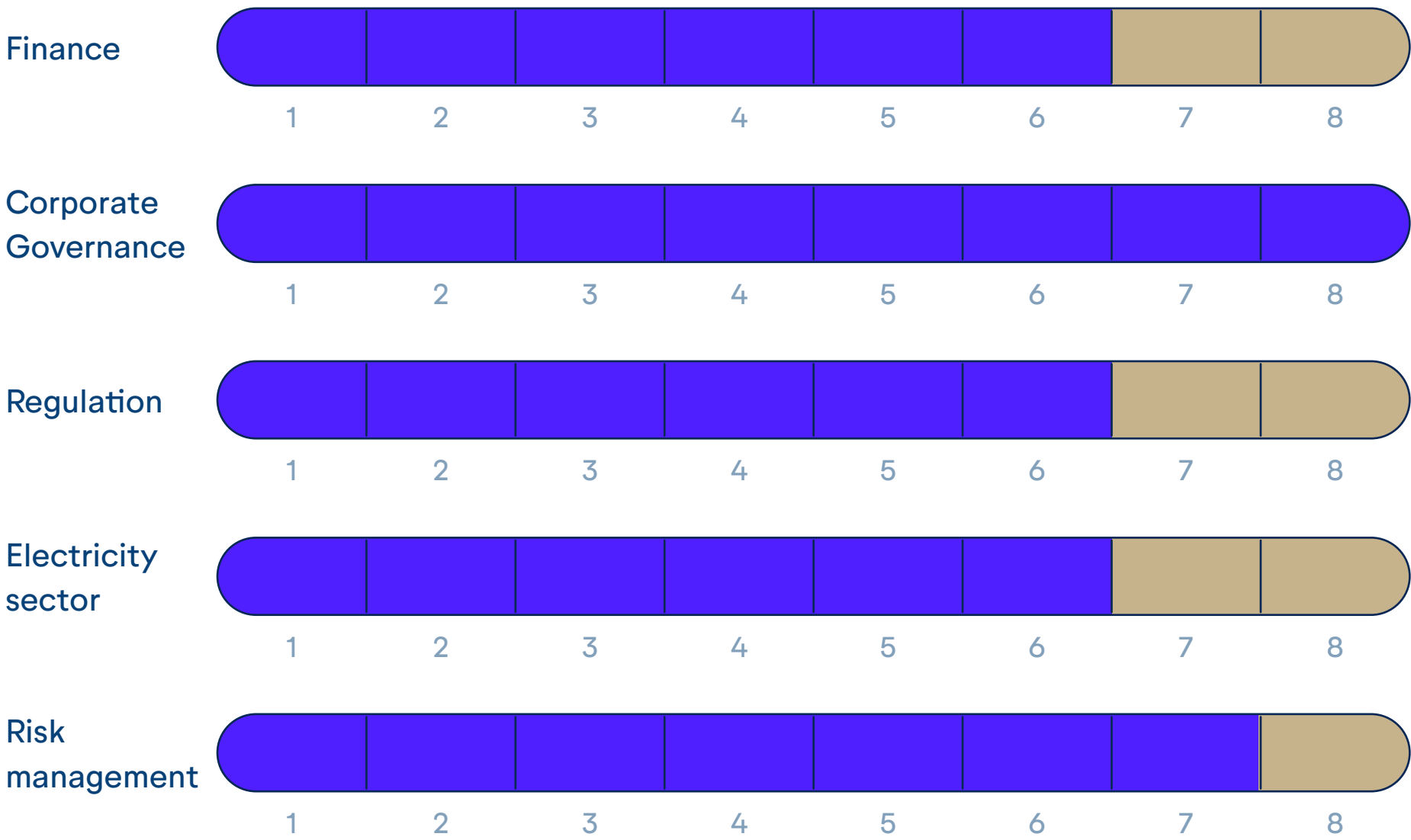


BOARD DIVERSITY AND
EXPERIENCE MATRIX

Number of Directors by Age Range

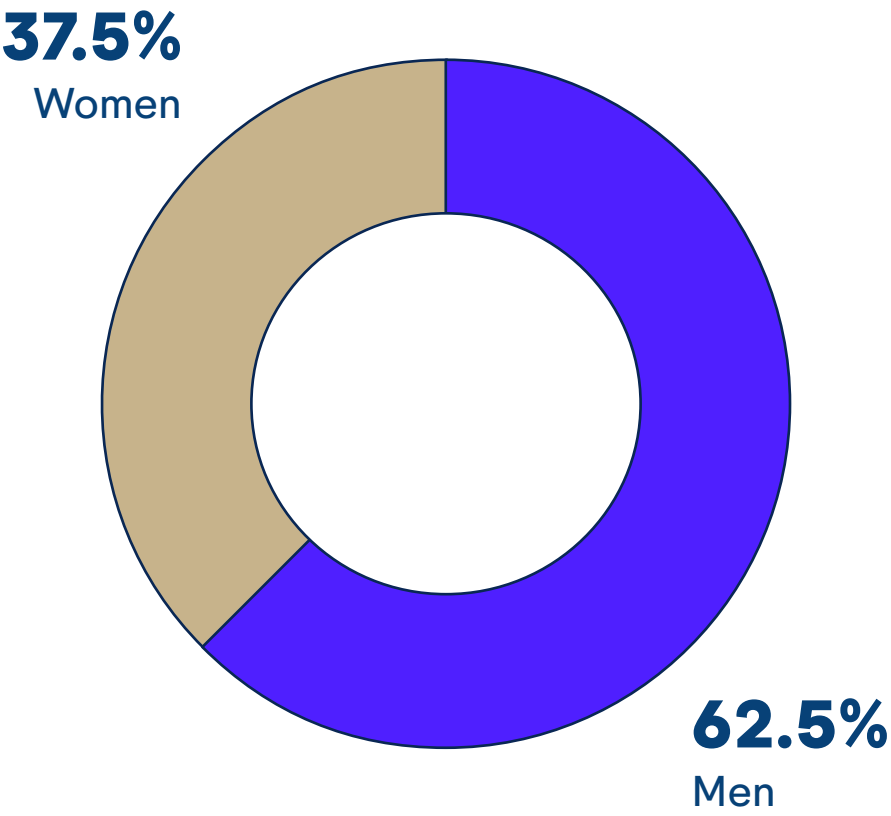


Total Experience



The experience matrix of the Board of Directors as a collegiate body as a whole is detailed below:

Number of Directors by Gender



Board Meetings

In accordance with the Company’s bylaws, the Board of Directors regularly meets once a month. In addition, the Board may hold extraordinary meetings as may be necessary or convenient.

A mechanism has been implemented whereby management makes available to the directors, through the Diligent platform, a presentation, and all relevant background information regarding the matters to be discussed at the next Board meeting, normally at least one week in advance. In addition, the directors may request the delivery of information, data, or background

information that they deem relevant for the proper performance of their duties.

There is no prior determination of the time that each director must spend on the analysis of the Company’s affairs, since it varies greatly depending on the challenges faced in each period.



BOARD INFORMATION SYSTEM AND BOARD MEETINGS

The Board uses the Diligent platform, which has proven to provide secure, remote, and permanent access to presentations made to the Board and the supporting documentation for each one, as well as drafts of the corresponding minutes for review and the final signed versions thereof, all of which remain available on the platform indefinitely.

The Company has a whistleblower channel that operates anonymously, immediately, and securely. Reports through this channel are received by the Company’s Integrity Committee. The Committee reports to the Board of Directors all the investigations carried out, whether they have been received through the whistleblower channel or other means, as well as their results and the measures adopted. It should be noted that the Board of Directors is entitled to request further information or details at any time or under any circumstances.



REMUNERATION OF THE MEMBERS OF THE BOARD

The Company’s bylaws state that the position of director shall be remunerated and such remuneration shall be determined by the Regular Shareholders’ Meeting. For the 2025 accounting period, the Regular Shareholders’ Meeting determined a remuneration for each director of 120 Unidades de Fomento (UF) per month gross. This is a fixed income; directors do not receive any other income for the performance of their duties. This remuneration is effective as of May 1, 2025, and will remain in effect until the month corresponding to the date of verification of the next Ordinary Shareholders’ Meeting. The following directors have waived the remuneration offered by the Company: Juan Ignacio Parot Becker, Jonathan Reay, Luz Granier Bulnes, Igor Romitelli, Ashley Munroe, and Shama Naqushbandi.

Directors 2025	Total in M\$
Iván Díaz-Molina	2,343
Jorge Lesser García-Huidobro	2,343
Total	4,686

Directors 2024	Total in M\$
Iván Díaz-Molina	2,563
Jorge Lesser García-Huidobro	2,242
Total	4,805



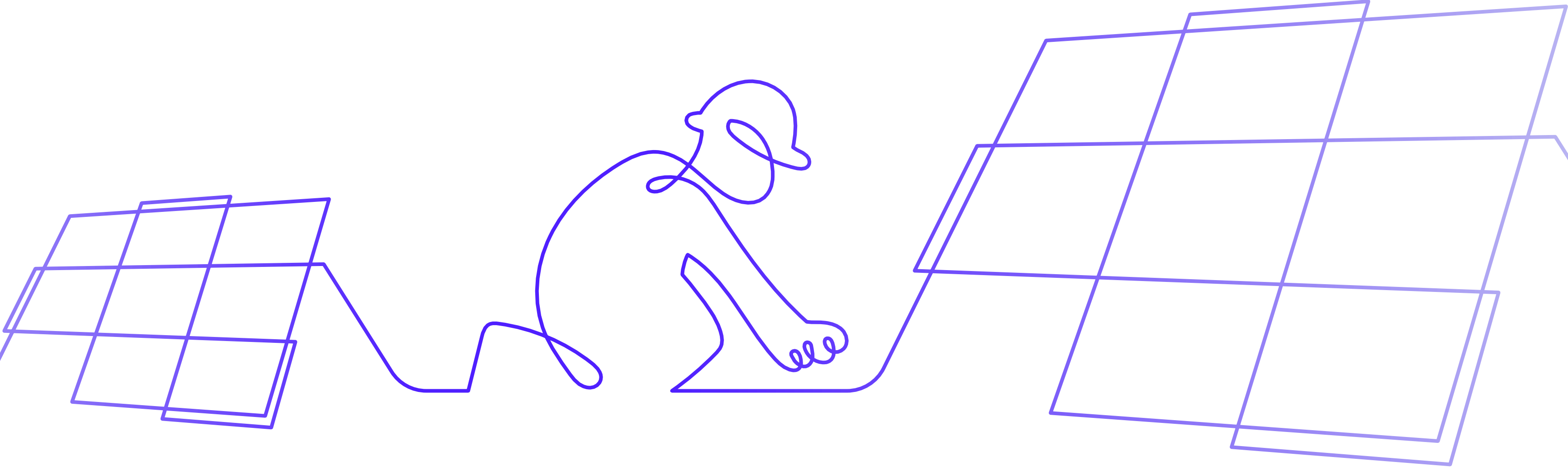
BOARD OF DIRECTORS SALARY GAP

Remuneration is the same for all members of the Board of Directors.



POLICY FOR HIRING ADVISORS TO THE BOARD OF DIRECTORS

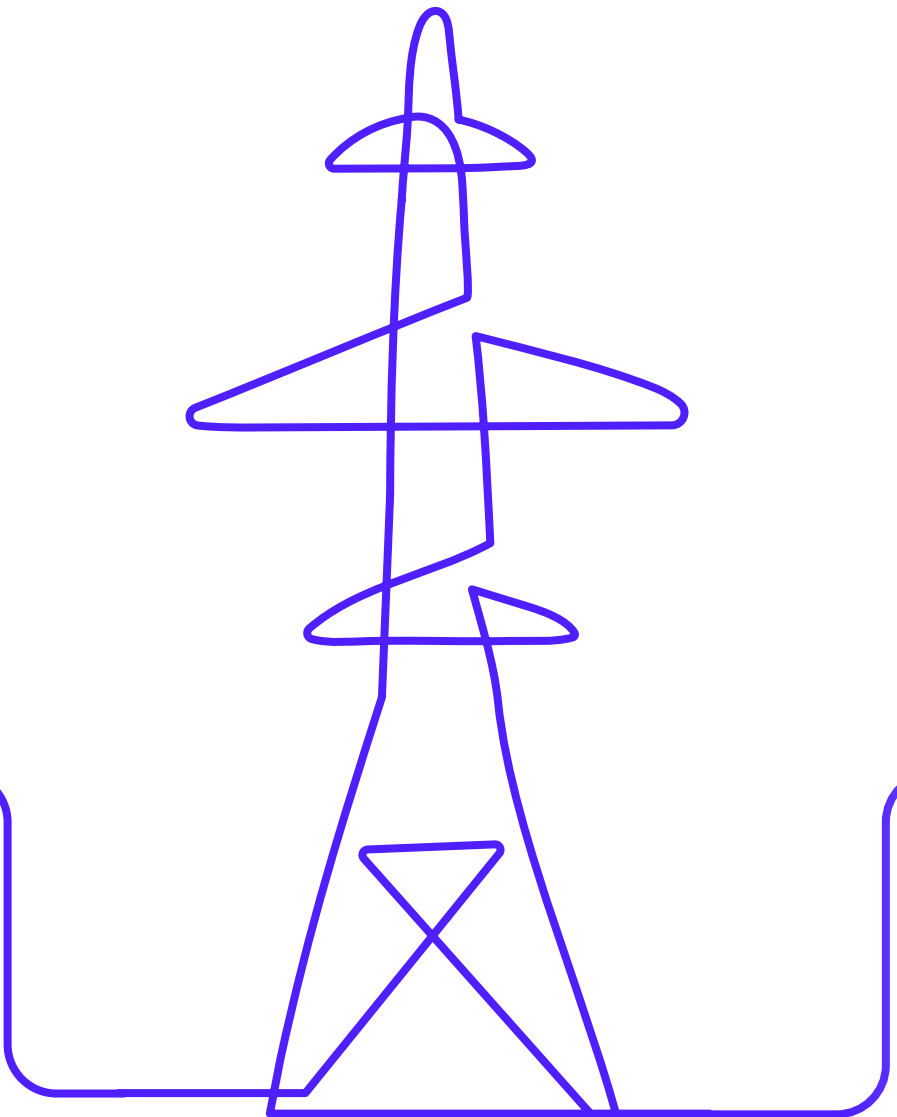
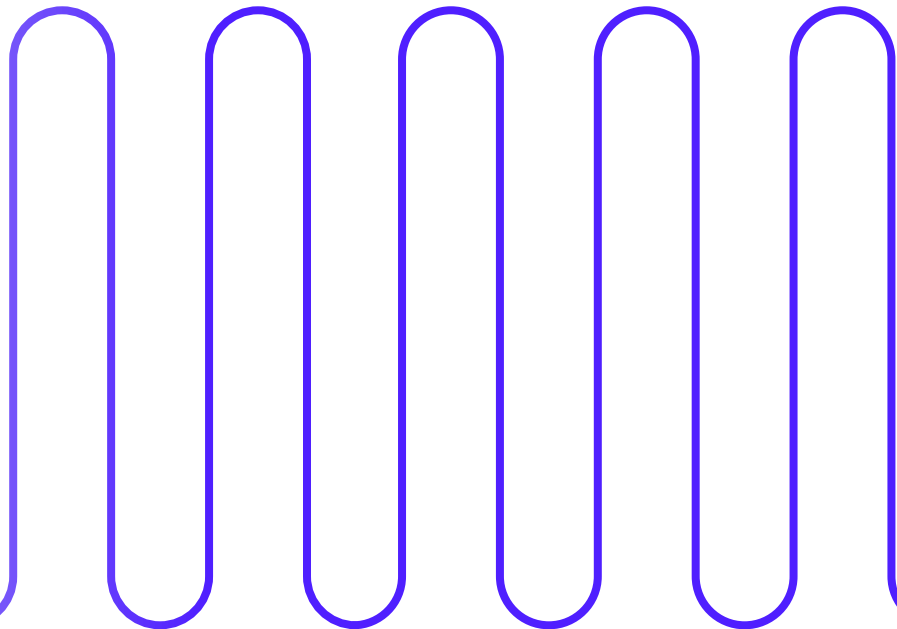
The Company does not have a formalized policy for the engagement of advisors by the Board of Directors. Notwithstanding the foregoing, the Board of Directors hires advisors when necessary or convenient for the proper performance of its functions, which are normally related to recently implemented issues (for example, changes in laws or regulations) or specific technical matters. The Board of Directors did not engage any advisors in 2025.





BOARD OF DIRECTORS MEETINGS

Regarding the meetings of the Board of Directors with the strategic areas of the Company, as a minimum, the following meetings are held: Special or additional meetings may be called whenever the Company’s needs so require for the proper fulfillment of the Board’s duties:



CORPORATE GOVERNANCE POLICIES AND PRACTICES



Procedure for Selecting Directors

The Board of Directors is elected at the Ordinary Shareholders’ Meeting. Those persons who, in a single vote, obtain the highest number of votes until the number of persons to be elected is reached, are elected.

Prior to the Ordinary Meeting, a list of candidates who have expressed interest in serving as directors of the Company is made available to shareholders on the website, indicating their academic and professional backgrounds, experience, and knowledge in various areas relevant to the performance of their role.

Although no specific gender quota has been defined for this integration, the search for and selection of suitable candidates to perform this function properly has ensured a diverse composition in terms of gender, age, and nationality.



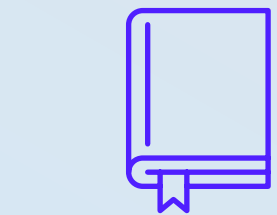
Independent Directors

The Company does not comply with the legal and regulatory requirements to maintain independent directors.

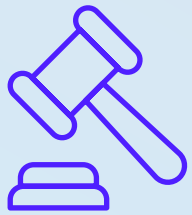


Induction of Directors

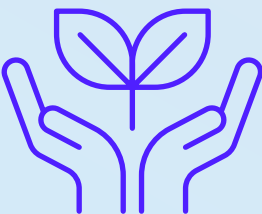
Although there is no formal procedure for the induction of new Board members, there is a practice of providing and explaining to each director all relevant information for a correct understanding of the Company and its background. In addition, there are special meetings with the most senior members of the Board of Directors as well as with management, normally the Chief Executive Officer. The most relevant matters are the Company’s structure, its strategy, the main characteristics of the business lines in which it is involved, as well as corporate background information, manuals, and policies.



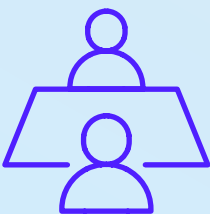
On a quarterly basis, the Strategic Planning, Management and Risks Department prepares a report to the Board of Directors, which is presented through the Chief Executive Officer.



The Internal Audit Department reports to the Board of Directors through the Audit Committee, which meets regularly.



The Sustainability Department, which oversees corporate social responsibility and other matters, reports regularly to the Board of Directors through the CEO.



The external audit consultant meets annually with the Board of Directors to present the results of the audit and the main observations or findings arising from the audit process.



Field Visits by the Board of Directors

Despite the geographical distance separating the two countries, some Board meetings are held in person in Chile, and normally not in Santiago, but in different areas of Chile where the Company has operations. On that occasion, the Board of Directors makes a complete tour that includes visits to the facilities and interaction with employees. During 2025, the Board and the Company’s executives met in the

south of the country. Both the CEO and the officers corresponding to the specific area or whoever is relevant to include according to the topics to be addressed participate in these activities.



Board Evaluation

There is no formal procedure for the evaluation of the Directors in the Company, notwithstanding the continuous improvement processes that are implemented in practice within the Company, as well as the permanent evaluation to which they are submitted by the shareholders who attended their appointment.



Organization of the Board of Directors in the Event of Contingencies

There is no formalized policy for the organization of the Board of Directors in the event of a contingency. The existence of eight members, together with their different geographic locations, is useful to mitigate the risk of a prolonged or simultaneous absence of its members.



Summary of Comments and Proposals from Shareholders and the Directors Committee

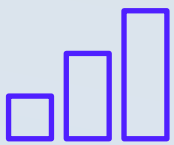
Between January 1 and December 31, 2025, the Company did not receive any comments or proposals regarding the progress of the Company’s business from shareholders owning or representing 10% or more of the issued voting shares, in accordance with the provisions of Articles 74 of Law 18,046 on Corporations and 136 of the Corporations Regulations. The Company does not meet the requirements to form a Directors’ Committee in accordance with Article 50 bis of the Law on Corporations.



Board Committees

The Company is implementing and formalizing a series of Committees composed of members of the Board of Directors and executives, whose purpose is to study, evaluate, and analyze certain matters in depth. Although these Committees do not have a decision power, since the decisions are made at the Board level as the highest collegiate management body, their work allows issues to be analyzed in detail to be later presented to the Board of Directors.

Board Committees:



Capex Committee: Composed of the entire Board of Directors, plus the Chief Executive Officer and the Chief Administrative and Financial Officer.



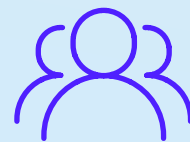
Finance Committee: Composed of the entire Board of Directors, plus the Chief Executive Officer and the Chief Administrative and Financial Officer.



Internal Audit Committee: Composed of four Directors, plus the CEO and the Internal Auditor.



Risk Committee: Composed of four Directors, plus the CEO and the Strategic Planning and Risk Management Officer.



HR Committee: Composed of four Directors, plus the Chief Executive Officer and the HR Officer.

SENIOR MANAGEMENT OFFICERS



Francisco Alliende Arriagada
Chief Executive Officer

ID Number: 6.379.874-6
Profession: Business Administrator
Date of Appointment: February 1, 2012
Date Joined Grupo Saesa: January 1, 2005
Nationality: Chilean
Date of Birth: April 22, 1969



Diego Molina Henríquez
Chief Administration and Finance Officer

ID Number: 9.906.254-1
Profession: Industrial Civil Engineer
Date of Appointment: March 1, 2022
Date Joined Grupo Saesa: March 1, 2022
Nationality: Chilean
Date of Birth: December 28, 1977



Rodrigo Miranda Díaz
Regulation Manager

ID Number: 10.784.472-4
Profession: Electrical Civil Engineer
Date of Appointment: September 10, 2012
Date Joined Grupo Saesa: January 1, 1998.
Nationality: Chilean
Date of Birth: August 20, 1973

LIST OF SENIOR MANAGERS



Sebastián Sáez Rees
Legal Manager

ID Number: 8.955.392-K
Profession: Lawyer
Date of Appointment: October 1, 2007
Date Joined Grupo Saesa: July 1, 1999
Nationality: Chilean
Date of Birth: April 1, 1971



Charles Naylor del Río
Business Development Manager

ID Number: 7.667.414-0
Profession: Industrial Civil Engineer
Date of Appointment: May 15, 2014
Date Joined Grupo Saesa: May 15, 2014
Nationality: Chilean
Date of Birth: June 5, 1971



María Dolores Labbé Daniel
People Manager

ID Number: 13.117.638-4
Profession: Business Administrator
Date of Appointment: December 10, 2013
Date Joined Grupo Saesa: December 1, 1999
Nationality: Chilean
Date of Birth: January 7, 1976



Marcela Ellwanger Hollstein
Strategic Planning and Risk Management Manager

ID Number: 12.752.648-6
Profession: Business Administrator
Date of Appointment: December 10, 2013
Date Joined Grupo Saesa: June 18, 2001
Nationality: Chilean
Date of Birth: August 1, 1975



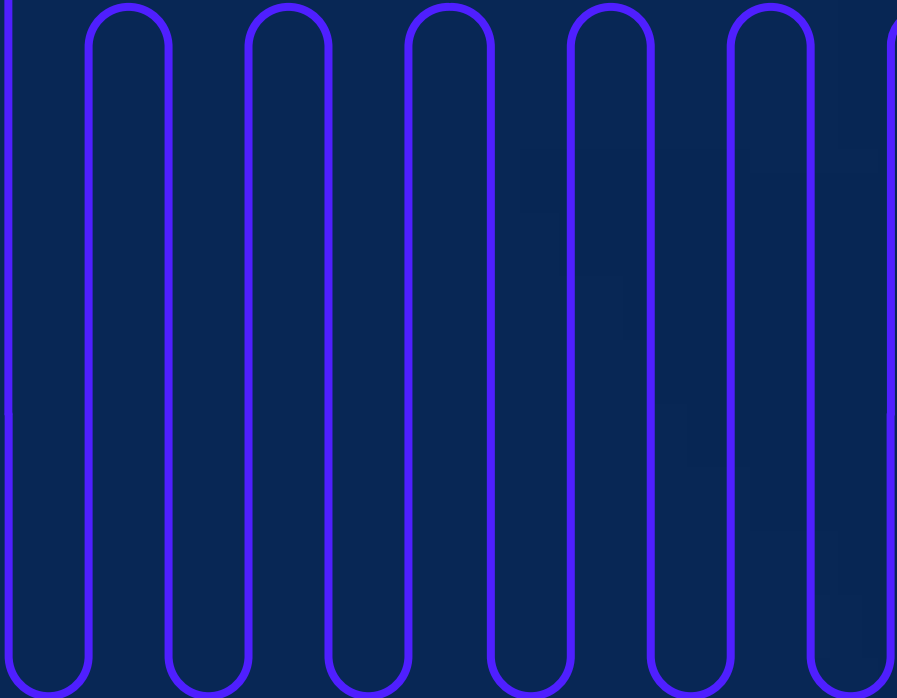
Patricio Velásquez Soto
Occupational Health and Safety Manager

ID Number: 12.540.271-2
Profession: Risk Prevention Engineer
Date of Appointment: June 1, 2023
Date Joined Grupo Saesa: February 1, 1992
Nationality: Chilean
Date of Birth: September 26, 1973



Marcelo Antonio Matus Castro
Transmission Manager

ID Number: 11.364.868-6
Profession: Electrical Engineer
Date of Appointment: December 17, 2018
Date Joined Grupo Saesa: September 1, 2013
Nationality: Chilean
Date of Birth: February 19, 1969



Bárbara Boekemeyer Slater
Customer Manager

ID Number: 12.747.160-6
Profession: Industrial Civil Engineer
Date of Appointment: April 1, 2018
Date Joined Grupo Saesa: April 1, 2018
Nationality: Chilean
Date of Birth: July 13, 1975



Leonel Martínez Martínez
Distribution Manager

ID Number: 14.556.330-5
Profession: Electrical Engineer
Date of Appointment: September 1, 2021
Date Joined Grupo Saesa: June 12, 2000
Nationality: Chilean
Date of Birth: January 14, 1976



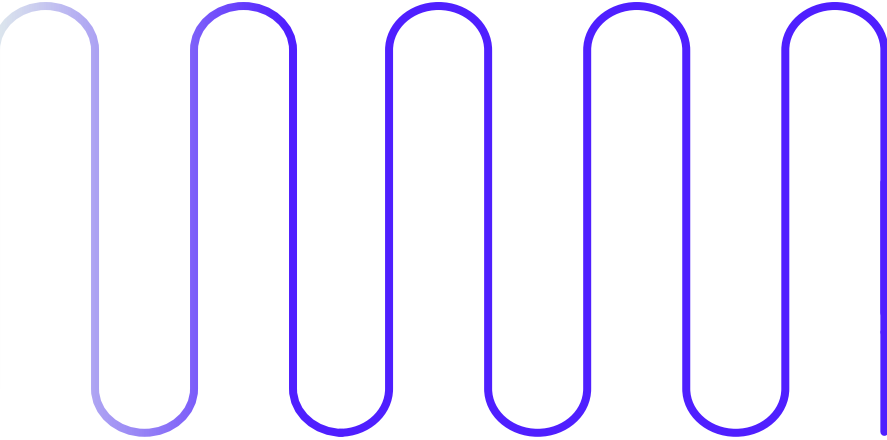
Raúl González Rojas
Non-Regulated Business Manager

ID Number: 7.741.108-9
Profession: Electrical Civil Engineer
Date of Appointment: September 1, 2021
Date Joined Grupo Saesa: September 10, 2012
Nationality: Chilean
Date of Birth: October 31, 1958

*As of the date of this document's finalization, it is reported that on January 31, 2026, he stepped down from his position and was succeeded by Charles Naylor.



OTHER OFFICERS



Paolo Rodríguez Pinochet
Distribution Projects Manager

ID Number: 13.199.851-1
Profession: Electrical Engineer
Date of Appointment: December 1, 2018
Date Joined Grupo Saesa: July 1, 2011
Nationality: Chilean
Date of Birth: August 16, 1977



Diego Moenne-Loccoz
Operations Manager

ID Number: 12.708.537-4
Profession: Public Accountant and Auditor
Date of Appointment: January 1, 2018
Date Joined Grupo Saesa: May 1, 1999
Nationality: Chilean
Date of Birth: March 11, 1974



Daniel Gómez Sagner
Operational Development Manager

ID Number: 15.287.886-9
Profession: Civil Electrical Engineer
Date of Appointment: September 1, 2024
Date Joined Grupo Saesa: September 1, 2024
Nationality: Chilean
Date of Birth: August 20, 1982



Patricio Saglie Castillo
Transmission Operations Manager

ID Number: 12.946.254-K
Profession: Electrical Engineer
Date of Appointment: March 1, 2024
Date Joined Grupo Saesa: July 1, 2015
Nationality: Chilean
Date of Birth: May 6, 1976



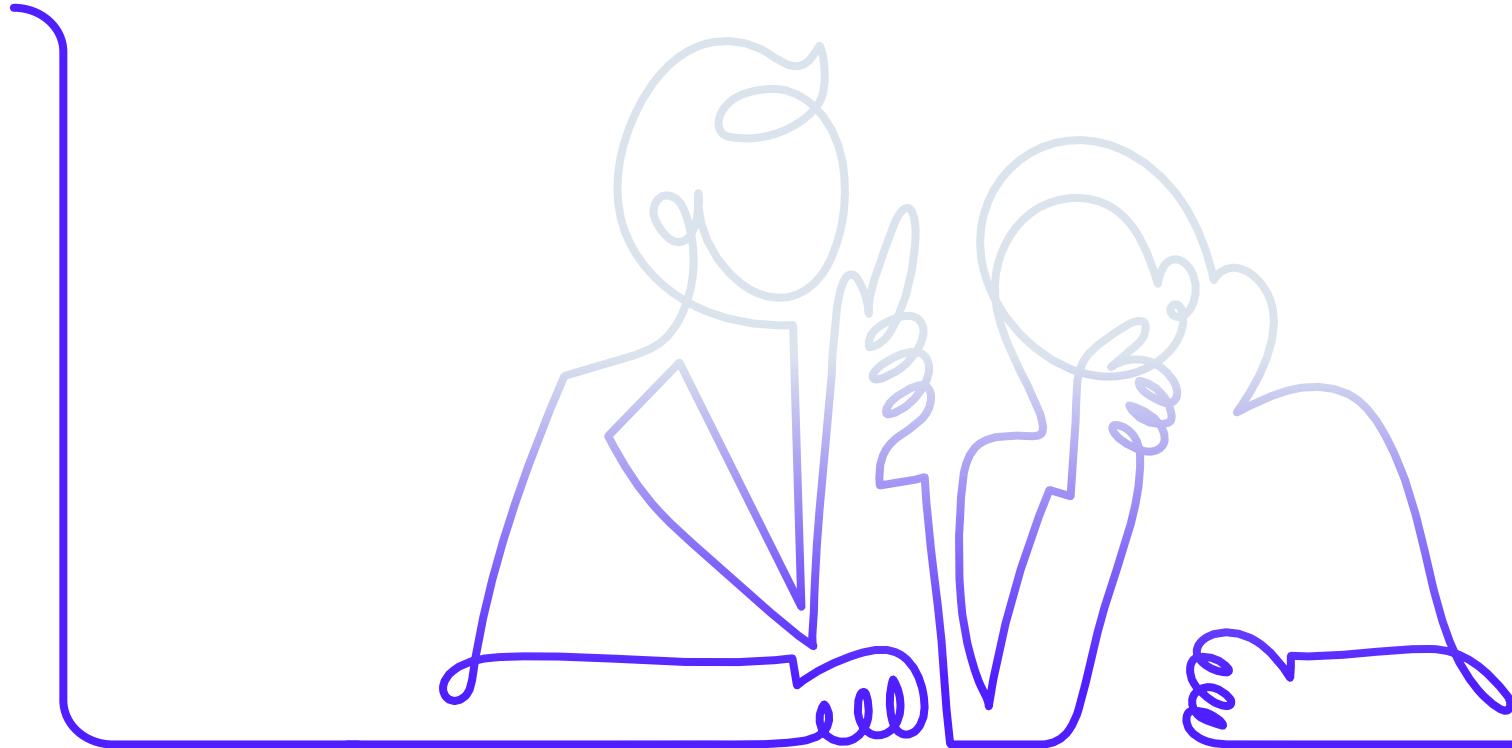
Mauricio Núñez Villalobos
Finance Manager

ID Number: 15.364.050-5
Profession: Industrial Civil Engineer
Date of Appointment: March 1, 2022
Date Joined Grupo Saesa: August 17, 2015
Nationality: Chilean
Date of Birth: March 15, 1982



María Loreto Eleonor Berroeta Díaz
Director of Internal Audit

ID Number: 13.524.723-5
Profession: Civil Engineer
Date of Appointment: June 19, 2023
Date Joined Grupo Saesa: June 19, 2023
Nationality: Chilean
Date of Birth: February 22, 1978



Kandinsky Dintrans Pérez
Transmission Commercial Manager

ID Number: 12.468.074-3
Profession: Civil Electrical Engineer
Date of Appointment: February 1, 2023
Date Joined Grupo Saesa: June 1, 2000
Nationality: Chilean
Date of Birth: June 25, 1973



Cristian Suárez Morales
Transmission Projects Manager – South

ID Number:14.405.095-9
Profession: Industrial and Electrical Engineer
Date of Appointment: March 1, 2024
Date Joined Grupo Saesa: March 13, 2017
Nationality: Chilean
Date of Birth: March 5, 1979



Sergio Sánchez Ríos
Information Technology Manager

ID Number: 13.257.722-6
Profession: Computer Engineer
Date of Appointment: March 23, 2020
Date Joined Grupo Saesa: March 23, 2022
Nationality: Chilean
Date of Birth: February 13, 1980.



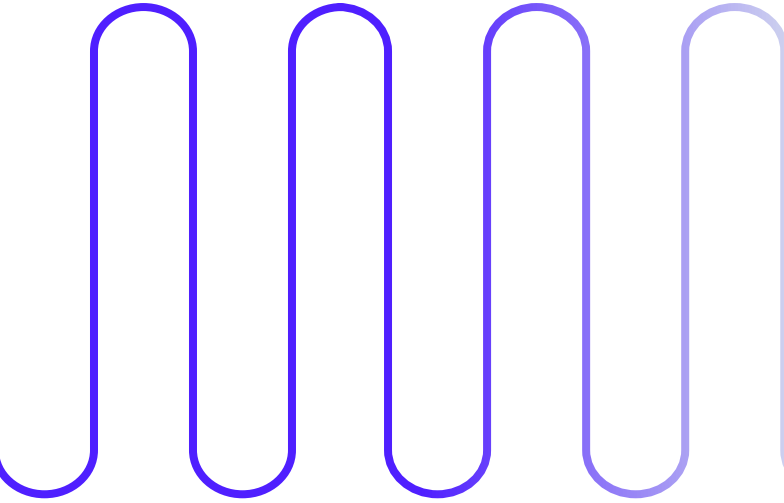
Alondra Leal Maldonado
Corporate Affairs and Sustainability Manager

ID Number: 12.421.730-K
Profession: Business Administrator
Date of Appointment: June 1, 2023
Date Joined Grupo Saesa: July 15, 1997
Nationality: Chilean
Date of Birth: December 25, 1972



Cristian Vivanco Céspedes
Transmission Projects Manager
Central and North Zone

ID Number: 13.683.570-K
Profession: Civil Electrical Engineer
Date of Appointment: March 1, 2024
Date Joined Grupo Saesa: May 6, 2019
Nationality: Chilean
Date of Birth: September 28, 1979



ORGANIZATION CHART



REMUNERATION OF THE EXECUTIVE TEAM

The Company does not have officers directly remunerated by the Company. Subsidiaries, however, have a performance incentive plan whereby senior officers are offered a share of the Company’s profits upon fulfillment of individual objectives. Incentives are structured according to minimum and maximum gross compensations and senior officers receive an advance payment equivalent to 25% of one gross compensation in the third quarter of every year and the balance on the first quarter of the following year.



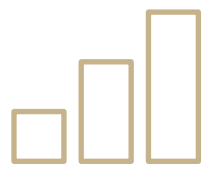
REMUNERATION OF THE EXECUTIVE COMMITTEE

In 2025, the Executive Committee received fixed compensation of MM\$ 8,496 (MM\$ 7,051 in 2024) and variable incentives of MM\$ 3,467 (MM\$ 3,580 in 2024), totaling MM\$ 11,963 in 2025 and MM\$ 10,631 in 2024.



COMPENSATION PLANS

Share-price-linked compensation plans: There are no share-price-linked compensation plans.



EXECUTIVES’ INTEREST IN COMPANY OWNERSHIP

According to the shareholders’ registry as of December 31, 2025 and 2024, none of the directors or senior officers had any direct or indirect ownership interest in the Company and its subsidiaries. In addition, during the period from January 1, 2025, to December 31, 2025, and the same period in 2024, none of the current directors or senior executives engaged in any transactions involving the Company’s shares.



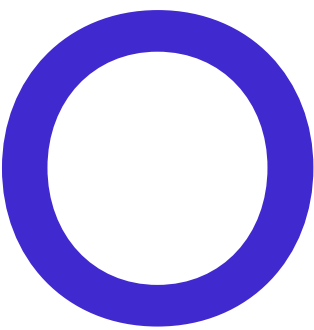
SEVERANCE INDEMNITIES PAID TO MANAGERS AND SENIOR OFFICERS

In 2025, no severance pay was made to executives, and in 2024, it totaled MM\$721.



GRUPO SAESA COMPLIANCE

Compliance is viewed as a strategic pillar that goes beyond regulatory compliance, focusing on fostering a culture of corporate integrity.



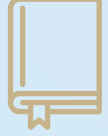
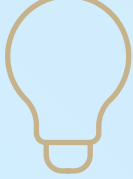
and third parties.

ur management is grounded in fundamental ethical principles—honesty, respect, and fairness—which guide our operations and our relationships with employees

To strengthen this culture, clear expectations for ethical conduct and compliance are established, supported by governance and oversight mechanisms. This approach promotes an environment of best practices and transparency, recognizing integrity as an essential element for sustainable development.

Since 2017, a Compliance Management System has been implemented that integrates policies, procedures, and initiatives aimed at complying with current legislation and preventing conduct with potential legal or criminal implications. This system aligns with the Integrity Standards and the Criminal Prevention Policy (Law 20,393), and has been strengthened through adjustments to its structure and processes, consolidating a common ethical framework.

GOVERNANCE OF COMPLIANCE MANAGEMENT

Governing bodies	Components	Values
 Board of Directors	 Crime Prevention Model	 Integrity and Transparency
 Executive Team	 Compliance Management System	 Safety and Well-being
 Integrity Committee	 Standards of Integrity	 Customer Focus
 Compliance	 Policies, Standards, and Procedures	 Excellence
 Party Responsible for the Crime Prevention Model		 Efficiency
		 Sustainability
		 Innovative Attitude



GOVERNING BODIES

The Board of Directors of Grupo Saesa companies has appointed and approved the leadership of the Compliance Department, which consists of a Compliance Officer, a Head of Compliance, and two Compliance Counsel, providing them with the necessary resources and means to carry out their duties and monitoring the program’s progress.

INTEGRITY COMMITTEE

This body sets the company’s guidelines in this area and ensures strict compliance with the Integrity Standards or Code of Conduct.

Integrity Committee

- **Sebastián Sáez Rees**
Legal Manager & Compliance Officer
- **Loreto Berroeta Díaz**
Auditor General
- **Gabriela Obregón Siegmund**
Head of Compliance

COMPLIANCE PROGRAM

The Program is structured around two pillars: internal leadership (a culture of values, good corporate governance, transparency, and integrity) and a risk-based approach (identifying vulnerabilities and defining prevention, mitigation, or remediation measures).

It ensures legal and regulatory compliance, as well as the application of internal policies and procedures aligned with international standards, thereby strengthening ethical conduct, compliance, and self-regulation. Its implementation is reinforced through periodic training, communication of principles and expected behaviors, and a comprehensive design to embed compliance behaviors at all levels.

Senior management’s commitment is key to ensuring the achievement of the Program’s objectives and its effective integration into day-to-day operations.

COMPLIANCE MANAGEMENT SYSTEM

The Compliance Department has a Compliance Management System as a central tool for implementing best practices in relevant areas and where efficient risk management so advises. Below is a list of policies, standards, procedures, and reporting channels.

Integrity Committee

Roles	Responsibilities	Dependency
 Compliance Officer	• Responsible for designing a comprehensive management system to evaluate and manage compliance behaviors within the Company, linked to the corporate integrity structure that Grupo Saesa has defined. • Promote the development of policies, procedures and best practices in all areas where efficient risk assessment so advises. • In turn, the Compliance Officer is responsible for the Compliance Policy and complementary policies and/or procedures, sits in Integrity Committee, and is the Ethical Advisor of Grupo Saesa.	• The Compliance Officer, who in this role reports functionally to the Board of Directors, has adequate resources, competencies and position, and is endowed with authority and independence. • Has direct and expeditious access to the Board of Directors and the Integrity Committee, both for follow-up reports and in the event of contingencies or issues that must be addressed at those levels. • This appointment is made to the Legal Counsel, Sebastián Sáez Rees, who will perform this dual function.
 Head of Compliance	• Responsible for designing, implementing and monitoring the Compliance Program, evaluating and managing legal compliance risks within the organization; promoting ethical conduct and compliance with rules, regulations, principles and standards that govern the way the organization should conduct its business. • Also directs and executes the process of training and dissemination of good corporate practices to employees and partners.	• Appointed by Grupo Saesa.



POLICIES AND STANDARDS



Standards of Integrity

The Standards of Integrity or Code of Ethics apply to all directors, employees, and suppliers without exception. All of them have an obligation to understand and comply with these standards, which constitute a set of common expectations of conduct. The Standards are designed to provide reasonable assurance that, in carrying out the companies’ business, these individuals will conduct themselves in accordance with strict ethical principles of transparency, integrity, and compliance with applicable laws and regulations, and that they will not take advantage of their counterparties for their own benefit through manipulation, abuse of confidential information or misrepresentation of material facts.



Crime Prevention Policy – Law 20,393

The Criminal Prevention Policy of Law 20,393 establishes the guidelines and directives for implementing a form of corporate organization that prevents the commission of any type of crime, especially those established in the aforementioned law, by Company employees or certain third parties who, in accordance with the law, may transfer criminal liability to the Company. Its primary purpose is not only to deter such conduct but also to effectively implement a Prevention Model that allows the Company to be exempt from criminal liability, in accordance with its corporate purpose, size, complexity, resources, and activities, as established in Article 4 of the law.

The specific objective of the Policy is not only to deter the commission of crimes but, more importantly, to effectively implement a Prevention Model that is appropriate for the purposes of exempting the Company from criminal liability to the extent required by its corporate purpose, business, size, complexity, resources, and activities, as established in Article 4 of Law 20,393, and thus prevent the perpetration of a criminal act from being favored or facilitated by the lack of such a model.



Compliance Program

The Compliance Program brings together the policies, procedures, actions, and organizational initiatives aimed at implementing best practices and contains the elements necessary to efficiently implement the Compliance Management System. It also establishes basic guidelines regarding:

Anti-corruption
Market and free competition
Environment and sustainability
Human rights
Child labor
Forced labor
Union membership

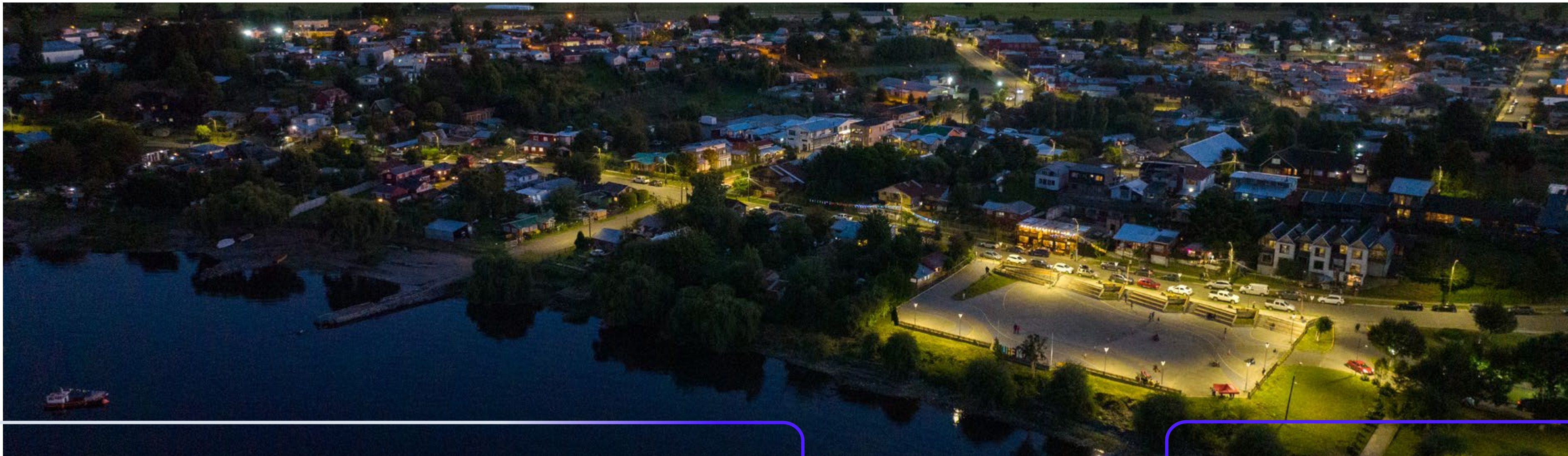
The Compliance Program was updated on August 11, 2025.



Compliance Policy

It provides guidance and guidelines for compliance with legislation and the application of established principles in this area, defining what is required of employees and business partners, with the aim of promoting trust, transparency, integrity, and internal accountability in the marketplace. Its provisions are mandatory and of mandatory knowledge for everyone in the Group. The scope of the Compliance Policy considers, among others, Corporate governance regulations, Financial Market Commission (CMF) regulations, Law 20,393 on the criminal liability of legal entities, Integrity Standards or Code of Conduct, and regulations in the following areas: environmental matters, defense of free competition, labor relations between employers and employees, intellectual property, personal data protection, information security, and cybersecurity. All new aspects that may be regulated in the future will be incorporated into this policy and progressively addressed in Grupo Saesa’s Compliance Program.

The Compliance Policy updated on November 25, 2025.



Anti-corruption Policy

Its purpose is to guide employees by providing guidance on how to act and conduct themselves when interacting with one another and with third parties, including, in particular, business partners and public officials.

The Compliance Policy updated on November 25, 2025.



Manual – Lobbying Law

The purpose of this manual is to clearly and precisely explain all aspects and situations covered by the Lobbying Law, its regulations, and complementary laws and rules, in order to ensure that contact between directors, executives, employees, advisors, and consultants with public officials and/or authorities is conducted in accordance with the principles of integrity and transparency.

The Lobbying Law Manual was updated on November 28, 2025.

Law No. 20,730, which regulates lobbying and the representation of private interests before government authorities and officials.



Protection of Personal Data Policy

This matter is addressed in the section Risks: Information Security Risks.



Politically Exposed Person (PEP) Recruitment Policy

Its purpose is to regulate the relationship and operation framework between Grupo Saesa companies and future workers, suppliers of goods and services, commercial counterparties and unregulated customers that fall into the category of Politically Exposed Persons (PEP), allowing for an adequate risk identification and management process and, at the same time, ensuring that at no time are these persons granted more favorable treatment than that which, under the same circumstances, would be given to the rest of the workers, suppliers, commercial counterparties and unregulated customers that are not in this category.



Community Contribution Policy

This policy establishes guidelines and parameters for the purpose of regulating requests for donations and sponsorships to support activities of different nature, such as cultural, artistic, sports, among others, whether public or private.

The process of updating the Community Contribution Policy began in 2025.



Gifts, Travel and Entertainment Policy

It establishes rules to prevent situations that could give rise to conflicts of interest or be considered as constituting the crimes of bribery and corruption between private individuals due to the act of giving, receiving, or soliciting gifts—situations that could expose both the Saesa Group and its employees and contractors to serious legal consequences.



Antitrust Compliance Manual

As part of Grupo Saesa’s commitment to upholding free competition, the Legal Department and the Compliance Division have developed the Compliance Manual for the Defense of Free Competition.

This Manual is addressed to all Grupo Saesa’s employees and has the following objectives: To provide general information on the defense of free competition; To convey the most important aspects of the legal rules and principles designed to protect and promote competition in the markets; To provide recommendations on how to act in situations where there may be a risk of anti-competitive behavior; To draw attention to particularly risky situations; To publicize the channels for consultation and internal reporting on this matter.



Conflict of Interest Policy

The objective is to regulate situations in which a Grupo Saesa employee, by virtue of their position, role, or function, may participate in, decide on, or influence matters of the company in which they have a personal interest. These rules apply to directors, officers, employees, contractors, and their dependents and to Grupo Saesa advisors, who must avoid conflicts of interest between their private activities and the commercial interests of the Company.

The Compliance Policy was updated on August 11, 2025.



Free Competition Policy

The Group calls on each of its stakeholders – including directors, executives, employees, employees of contractors, advisors, and consultants – to make their own commitment to defend and promote free competition. This commitment is lived by knowing and complying with the guidelines contained in Grupo Saesa’s Antitrust Compliance Manual and in this policy.

The Free Competition Policy was updated on November 25, 2025.



Grupo Saesa’s Attitude Towards the Defense of Free Competition

Grupo Saesa is truly and unreservedly committed to complying with all regulations that protect free competition, vigorously rejecting all anti-competitive conduct and fostering a business environment and culture that promotes the corporate best practices that must be followed in this regard.

The Conflict of Interest Policy was updated on August 11, 2025.



Anti-Fraud Policy

This policy establishes the mechanisms to prevent, detect, and treat the events of fraud in Grupo Saesa in a timely manner and, at the same time, direct the regulatory framework and the internal control system to mitigate the risk, through an adequate process of identification and implementation of controls.

The Anti-Fraud Policy was updated on August 11, 2025.



Protocol for the Prevention, Investigation, and Disciplinary Action Regarding Sexual Harassment, Workplace Harassment, Workplace Violence, and Gender-Based Violence

In compliance with the provisions of Law 21,643, commonly known as the “Karin Law,” during 2024 the Company developed and implemented a protocol for the prevention, investigation, and sanctioning of sexual harassment, workplace harassment, workplace violence, and gender-based violence (hereinafter the “Karin Law Protocol” or simply “the Protocol”). The purpose of the Protocol is to create and maintain safe work environments free from violence, promoting respectful treatment, gender equality, and the prevention of sexual harassment, workplace harassment, violence in the workplace, and gender-based violence.

The protected individuals are the employees of Grupo Saesa, regardless of their role or position, hierarchical level, contractual relationship, or any other distinction; and with respect to them, in the face of conduct prohibited by law, the company must adopt preventive measures and, if necessary, mitigation measures and/or the corresponding sanctions.

In accordance with the obligation set forth in the law itself, the Protocol was reviewed and updated by the Compliance department in 2025 with the assistance of specialized external consultants.



Training Plan on the Karin Law

During 2025, the Compliance area conducted 10 training sessions on the relevant aspects of the Karin Law and the Prevention Protocol published by the Company. The plan included an e-learning course for all internal employees, which achieved a response rate of 99%. In total, more than 1,986 people received training on the subject.

Finally, a dissemination and awareness plan was implemented at all levels through informational mailings, infographics, and videos that were distributed to both our own employees and contractors.



Complaints under Karin Law

In 2025, the following complaints related to sexual harassment, workplace harassment, workplace violence, and gender-based violence were filed:

Sexual harassment complaints	1
Workplace harassment complaints	21
Workplace violence complaints	1
Total Complaints	23
Complaints filed by men	15
Complaints filed by women	2
Anonymous complaints	6
Complaints filed by individuals who identify with a different gender	0
Total Complaints	23
Complaints filed with the Company	23
Complaints filed with the Labor Directorate	0
Total Complaints	23

It should be noted that most of the reports failed to meet the standards required by the Karin Act to initiate an investigation in accordance with the Protocol and the Law (anonymous reports, reports lacking sufficient evidence, reports filed by a third party without confirmation from the affected party, etc.), and were therefore investigated in accordance with the general investigation procedure established by the Integrity Committee.

Of the total number of reports, only 4 met the required legal standards and were investigated in accordance with the Karin Protocol, with the Labor Directorate being informed in a timely manner. Since the reports are anonymous, it is not feasible to break them down by company, and they are all consolidated at Grupo Saesa level.

CONSULTATION AND REPORTING CHANNEL



Management: Officers, managers, and supervisors are the first source of guidance and the most appropriate initial channel for employees, contractors and, in general, any person to raise doubts and concerns regarding compliance with laws, Integrity Standards or ethical principles.



Integrity Committee: If speaking with management is not feasible, the employee or supplier (as well as any third party) may contact any member of the Integrity Committee, either in person, via email at comite.integridad@saesa.cl, or by using the contact methods available on the Facilita platform, such as email or phone.



Corporate Integrity Web Platform: The company has made the Corporate Integrity Web Platform available to all employees, suppliers, and third parties via the link <https://saesa.integridadcorporativa.cl/> through which they can submit all inquiries and reports. The platform can be accessed directly or through banners on the corporate website of Grupo Saesa and its distribution companies, intranet, and Facilita platform. This channel is managed by a third party outside the organization and allows the complainant to remain anonymous, ensuring absolute discretion and confidentiality.

These channels are a valuable resource available to all employees, suppliers, and third parties in general.

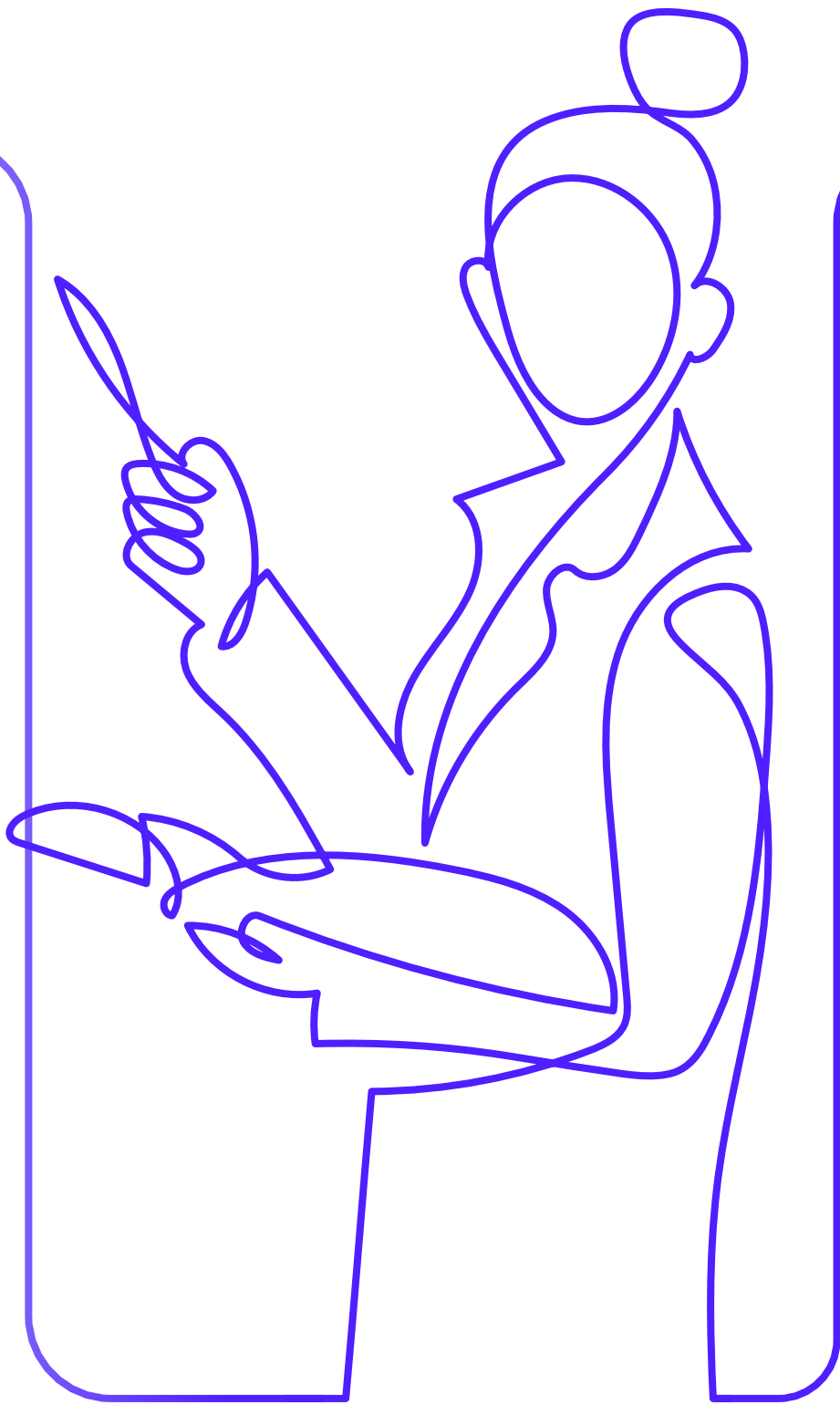
Providing the necessary guidance on any concerns related to compliance with the ethical principles set forth in the Integrity Standards and receiving reports that will lead to a thorough, fair, and confidential investigation, which is also governed by the principle of “no retaliation.”





DISSEMINATION AND CULTURE

The Compliance Program and all supporting documents will be available to all employees on the intranet (GESPRO Platform), on the corporate website www.gruposaesa.cl, and on the integrity platform <https://saesa.integridadcorporativa.cl/>.



Internal communication will be carried out with the support of the Human Resources Department, using all the company’s available channels, such as the Mundo Saesa intranet, the Saesa Informa channel, mass emails, videos, infographics, the Viva Engage social network, WhatsApp, and any other channel the company implements, with the aim of achieving the widest possible dissemination and clear understanding of this program.



TRAINING

Training sessions will be held annually to provide all Grupo Saesa employees with sufficient knowledge on these matters. The Head of Compliance maintains records and backups of each training session. Similarly, all employees joining the Grupo Saesa participate in an orientation focused on the basic aspects of the Compliance Program and other related topics. The aforementioned induction is carried out in accordance with the provisions of the “Corporate Induction” procedure and according to the guidelines of the Human Resources Department. Other training is carried out both in person and virtually. Virtual training is carried out in accordance with the “Corporate e-learning program” instructions.

Each employee must complete training on these topics at least once a year, or whenever changes to the Compliance Program warrant it. The frequency and content of the training are determined in accordance with a plan prepared by the Compliance Officer in coordination with Human Resources, which is updated annually.

Grupo Saesa constantly strives to ensure that all mandatory courses and training required by the authorities are completed in a timely and effective manner. In 2025, 45 training sessions were held, and approximately 10,000 hours of training were allocated.

RISK MANAGEMENT

RISK GOVERNANCE

Risk is inherent in business management and is addressed through a Comprehensive Risk Management Policy common to all companies. This policy involves employees and stakeholders in a cross-functional model, supported by practices and procedures that enable the systematic identification, monitoring, management, and mitigation of risks.

Management aligns with the principles of ISO 31000:2018 and the COSO ERM 2017 methodology, which establish roles and responsibilities throughout the organization. This approach strengthens the achievement of strategic objectives, improves the quality of information for decision-making, ensures regulatory compliance, and helps safeguard the corporate reputation.

Framework
COSO ERM 2017

Enterprise Risk Management



Mission, Vision,
and Key Values



Strategy
Development



Formulation of Business
Objectives



Implementation and
Performance



Value
Improvement

1.

Governance and Culture:

The governance sets the tone in the entity, reinforcing the importance of enterprise risk management and establishing oversight responsibilities in this regard. Culture refers to ethical values, desired behaviors, and the understanding of risk within the organization.

2.

Strategy and Goal Setting:

Enterprise risk management, strategy, and goal setting work together in the strategic planning process. A risk appetite is established and aligned with the strategy; business objectives put the strategy into practice while serving as the basis for identifying, assessing, and responding to risk.

3.

Performance:

The risks that may affect the achievement of strategic and business objectives must be identified and evaluated. Risks are prioritized according to their severity in the context of risk appetite. The organization then selects risk responses and takes a portfolio-level view of the level of risk it has assumed. The results of this process are communicated to the key stakeholders involved in the risk.

4.

Review and Monitoring:

By examining the entity's performance, an organization can determine how the enterprise risk management components are performing over time in an environment of substantial change, and what aspects are amenable to review and modification.

5.

Information, Communication and Reporting:

Enterprise risk management requires a continuous process of obtaining and sharing the necessary information from both internal and external sources, flowing upwards, downwards, and throughout all levels of the organization.

Key Elements of Risk Management

Activities carried out by the SAESA Group

 Governance and Culture	 Strategy and Objective Setting	 Execution	 Review and Monitoring	 Information, Communication, and Reporting
• Risk Governance Models • Risk Management Policy • Roles and Responsibilities • Corporate Technical Expertise in Risk Management	• Applied Methodology (ISO 31000) • Processes and Manuals • Linking the Strategic Plan	• Risk assessments with Executives	• Monthly progress report on mitigation plans • Risk Management System (Global Suite) • Indicator panel or KRI	• Quarterly Risk Analysis • Updating of Permanent Risks • Directors' Committee Reports

OBJECTIVES OF COMPREHENSIVE RISK MANAGEMENT

Comprehensive Risk Management aims to support the achievement of business objectives by minimizing risks, their impacts, and potential losses. To this end, it involves: active identification and management; comprehensive responses; optimization of investments in mitigation; and integration into strategic and budgetary planning.

It also establishes a common, cross-functional approach, ensuring the monitoring and periodic reporting to the Board of Directors and the Executive Team of the risks defined annually as critical.

GOVERNANCE BODIES

Monitoring, supervision, and control are the responsibility of the Board of Directors, with support from the Board Risk Committee within its areas of responsibility. The model's practices support the fulfillment of these functions and the effectiveness of responses to prioritized key risks.

Annually, in the fourth quarter, the Board reviews and defines the risks to be monitored in the following period (critical strategic risks) and allocates a budget for mitigation plans.

On a quarterly basis, the Strategic Planning, Management, and Risk Department prepares a report presented by the CEO with an updated status of critical risks. To this end, the Risk Management Area receives feedback from risk owners, taking into account context, progress on the mitigation plan, risk evolution, and KRIs.

The monthly meeting between the CEO and the Board of Directors includes a review of a specific risk or issues with strategic impact; during 2025, topics addressed included, among others, energy loss/theft, cybersecurity, electricity-dependent systems, and reputational and operational risks.

In addition, a Risk Management Committee operates to oversee the implementation of the model, evaluate and prioritize the list of critical risks, and propose tolerable risk limits.



Members of the Risk Management Committee:

- Strategic Planning, Management, and Risks Officer;
- Legal Counsel;
- Chief Administrative and Financial Officer;
- Distribution Officer;
- Transmission Officer.

Three Levels of Risk Governances

The following outlines the three levels of responsibility within Grupo Saesa’s risk governance framework. . The infographic below details the roles and responsibilities of each level and describes the key elements of risk management:

Members	Roles and responsibilities of each level
Board of Directors	
Board	• Approve risk levels. • Evaluate the effectiveness of Integrated Risk Management. • Approve the allocation of resources to mitigate risks.
Equipo Ejecutivo	
• Chief Executive Officer • Executive Risk Committee	• Supervise the execution of integrated risk management. • Review the list of critical risks and propose priorities. • Propose to the Board of Directors the limit of tolerable risks.
Negocio	
• Risk Owners • Risk Area Head • Internal Audit	• Manage and monitor the Risk Management. • Report progress to the Risk Committee and the Board of Directors. • Coordinate and lead the critical risk survey. • Coordinate risk assessment and quantification.



Risk Taxonomy

Grupo Saesa manages its risks based on the specific nature of each one, which are divided into 8 categories: Strategic, Information Security, Compliance, Financial, Projects and Transmission Operations, Operational, Management Systems, and Occupational.

It should be noted that the common link between all of these is that they are covered by the Strategic Entity, which is responsible for ensuring the correct implementation of the risk management model. The following infographic shows the main taxonomies:



Identification of Critical Strategic Risks



Strategic Risks

Strategic Risk is defined as any event that could jeopardize the viability of the business, affecting the achievement of strategic planning objectives or impacting the safety of people, customers, assets, corporate image, operations, facilities, or the environment.

Currently, Strategic Risks are organized into seven focus areas:

- 1. Reputational/Community,
- 2. Financial,
- 3. Human Resources,
- 4. Operational,
- 5. Legal Compliance,
- 6. Technology, and
- 7. Regulatory/Long-Term.

Environmental Risk falls under the Reputational/Community category and is monitored on an ongoing basis. In the event of compliance gaps, action plans are defined to reduce or mitigate impacts; their implementation is supervised by Compliance and Risk Management and reported to the Board of Directors.

Climate change represents one of the main challenges to the sustainability and continuity of the electricity business. During the period, physical and transition risk management was strengthened in line with the corporate risk management model, incorporating analyses and mitigation plans across the entire operation. As a relevant background, in 2025, investments exceeding \$12 billion were made in preventive maintenance to safeguard the continuity of supply in the face of heat waves and adverse weather events, in addition to more than \$22 billion allocated to clearing and vegetation management.

Physical risks constitute a central focus of management, given the increase in the frequency and intensity of extreme weather events that can affect the continuity of the electricity supply. Phenomena such as high temperatures, wildfires, strong winds, and heavy rains pose a growing challenge to infrastructure and operational safety.

To address these risks, critical infrastructure has been reinforced, contingency plans updated, and more than 50 initiatives developed under the Climate Emergency Plan (PEC). Additionally, international operational continuity standards (ISO 22301) and climate vulnerability assessments have been applied to strategic facilities.

Meanwhile, transition risk reflects exposure to regulatory, financial, and reputational changes stemming from the decarbonization process and increasing environmental requirements. Adapting to more demanding regulatory frameworks, technological advancements, and rising social expectations requires agile management strategies with a long-term vision.



Key actions implemented include strengthening regulatory compliance, developing a Cybersecurity Master Plan, implementing ESG programs focused on sustainability, and strengthening relationships with communities and authorities.



Information Security Risks

These risks encompass situations that may affect the confidentiality, integrity, and availability of information, both in Information Technology (IT) and Operational Technology (OT), with the protection of personal data being a priority focus of management.

In 2025, the electricity sector faced an environment of ever-expanding and increasingly sophisticated cyber threats. In this context, a strategic milestone was achieved with the certification of the Information Security Management System (ISMS) under the ISO/IEC 27001 standard, significantly strengthening maturity and resilience levels. At the same time, its implementation was expanded across the various business lines.



Compliance Risks

These risks refer to the possibility of non-compliance with applicable laws, regulations, or standards, which could result in legal penalties, financial losses, or reputational damage. They also include potential failures to comply with self-regulatory mechanisms—policies, procedures, and codes of conduct—and with the values of integrity and transparency, which could lead to criminal conduct or corrupt or abusive practices.

To manage these risks, the company has a Compliance Program that integrates policies, procedures, and initiatives aimed at implementing good corporate practices. This program is based on two pillars: internal leadership, focused on strengthening a culture of values, good corporate governance, transparency, and integrity; and a risk management-based approach, aimed at identifying vulnerabilities and defining prevention, mitigation, or remediation measures.

In this context, the company maintains an explicit rejection of anti-competitive conduct, promoting a business culture based on free and fair competition.



Financial Risks

Financial risk management is aimed at hedging relevant exposures, provided that suitable instruments are available and their cost is reasonable. Major financial risks include exchange rate risk, liquidity risk, credit risk, and inflation risk. For further details, please refer to Note 4.1 of the Consolidated Financial Statements.

Operational Risks

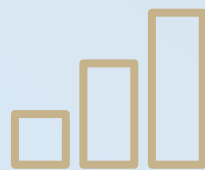
These represent undesirable events or uncertainties with a probability of occurring during the course of activities or the interaction among the individuals carrying out a process. These risks can affect the achievement of objectives from a financial, reputational, or operational perspective.

Operational risk management helps keep these uncertainties under control through the systematic monitoring of the implementation and effectiveness of the controls defined for each process.



Management System Risks

These represent the uncertainties arising from changes in the organization’s internal or external context that may affect the achievement of the objectives defined for processes managed under international standards or regulations, which directly contribute to the achievement of the organization’s strategic objectives. The main management systems include:



Asset Management (ISO 55001): Aimed at maximizing the value of electrical assets and improving the return on investment.



Information Security (ISO 27001): Designed to ensure the confidentiality, integrity, and availability of information relevant to the organization.



Integrated Management System (STN): Focused on ensuring the quality of processes while minimizing risks to the safety of people and the environment.



Business Continuity Management System (ISO 22301): Aimed at safeguarding the operational continuity of critical processes in the face of disruptive events.



Energy Management System (ISO 50001): Contributes to the achievement of strategic objectives related to energy efficiency, the efficient use of energy, and the management of losses in the power distribution system.

Among the main benefits of risk management applied to management systems are:

1. Better addressing environmental threats and vulnerabilities.

2. Identifying risks and opportunities.

3. Supporting more efficient decision-making in resource management.

4. Controlling unplanned costs associated with projects or process changes.





Occupational Risks

The safety and health of all individuals involved in operations is a priority.

Occupational risks are managed preventively and in strict compliance with current regulations, incorporating standards and controls aimed at continuously improving the protection of workers, customers, suppliers, and communities.

Health and Safety Risks to Customers and the General Public:

These correspond to situations that could affect the safety and health of people interacting with operations, including customers, suppliers, and nearby communities. Their management is based on the ongoing maintenance of safe conditions in facilities, equipment, and systems, as well as on the design and execution of processes with a preventive approach and aligned with industry best practices, with the aim of minimizing risks and promoting safe and responsible coexistence.

Health and Safety Risks for Workers, Contractors, and Suppliers:

The main risks are associated with work performed at facilities and on operational assets. To manage them, a comprehensive care approach is applied, ensuring adequate equipment, ongoing training, and up-to-date information on legal and regulatory requirements and internal procedures.

Cross-functionally, we promote a strong safety culture, understood as an essential value of daily performance, focused on protecting life and well-being, and strengthening shared responsibility, trust, and commitment to safe operations and excellence.



Risk Management in Transmission

The transmission business faces risks similar to those identified at the corporate level, with specific characteristics due to their nature and impact. In accordance with ISO 31000:2018, the Transmission Department actively integrates risk management into its processes, in coordination with the responsible corporate departments, establishing it as an essential component of operations.

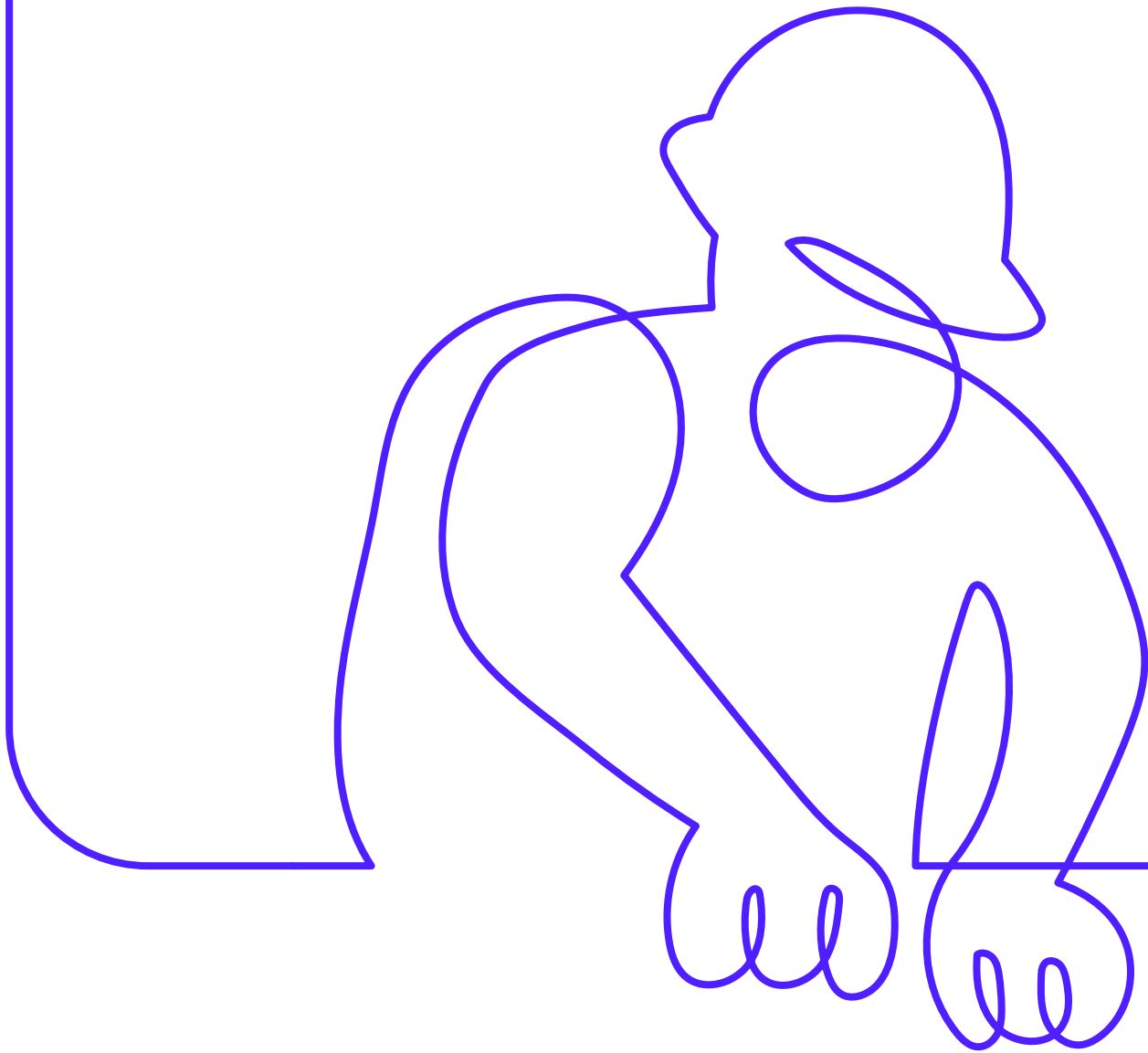
Implementation of the PMO (Project Management Office): Ensures the identification, assessment, treatment, and continuous monitoring of project risks, strengthening quality and traceability, under an approach aligned with ISO 31000.

Implementation of the Tx Process Area: Focused on monitoring and controlling risks in projects, operations, subcontracting, and the transmission business, incorporating complementary standards (ISO 55001, ISO 27001, and NERC-CIP). This includes facilitating risk processes, ongoing training, and continuous improvement.

Comprehensive Asset Management: Two key processes were strengthened:

MOC (Management of Change): Enables the early identification and management of risks in response to significant changes defined by Management.

RCA (Root Cause Analysis): Focused on analyzing actual events, primarily power system failures, with the goal of reducing the failure rate and improving supply continuity rates. In 2025, a corporate IT module for RCA management was implemented, strengthening information traceability and control of corrective actions, in line with the principles of transparency and accountability of ISO 31000.





Risk Matrix

The Risk Management Division is responsible for coordinating, assessing, and monitoring the Group’s risks, coordinating this process with the risk owners, who are in charge of identifying, assessing, and defining the corresponding mitigation actions. This information is consolidated into a risk matrix, structured according to the defined taxonomy, which enables comprehensive, traceable management aligned with the organization’s strategic objectives.



Risk Culture

Risk management is systematically integrated into decision-making, proactively anticipating and addressing threats and opportunities that may impact strategic and operational objectives.

In 2025, six key technical competencies were defined for business management, including the Risk Management competency, based on structured methodologies and oriented toward a “zero surprises” culture. This approach seeks to protect value by preventing adverse events and create value by identifying opportunities that strengthen resilience, efficiency, and sustainability.

Training and awareness initiatives (seminars and workshops) are continuously developed, tailored to priorities defined through risk analysis and mitigation.

Additionally, a corporate risk management platform is used across all business lines, automating the workflow from identification and assessment through mitigation, facilitating traceability and comprehensive evaluations to support informed and timely decisions.



Evolution of the Risk Model

During 2025 and 2026, a significant improvement will be implemented in the Transmission Department’s risk model, in line with the Corporate Risk Management Model and ISO 31000. This new approach strengthens comprehensive management across all areas of the department, incorporates monthly reports, and establishes a structured, systematic, and proactive process for identifying, assessing, and addressing risks, contributing to value creation and business sustainability.

Maturity of the Risk Management Process

The organization achieved an Advanced level of maturity in Risk Management, with a score of 4.6 out of 5, according to the Risk Maturity Assessment Model developed by EY. This assessment considers key dimensions such as risk culture, the robustness of implemented processes, and the ability to respond to adverse scenarios, reflecting consistent and sustained development in this area.

This result reaffirms the commitment to standards of excellence in the identification, assessment, and mitigation of risks, strengthening more informed, timely decision-making aligned with business sustainability.

Additionally, the Risk Management team holds the ISO 31000 Risk Manager certification, awarded by PECB, which validates its competencies to implement and manage a management framework aligned with international practices and a focus on continuous improvement.

- 051** Company Strategy
- 053** Overview of the Electricity Sector
- 054** Businesses of the Company
- 070** Other Businesses
- 072** Leaders in Innovation and Cybersecurity
- 078** Customer Focus
- 081** Financial Performance
- 082** Power Sector Regulation and Operation of the Power Grid

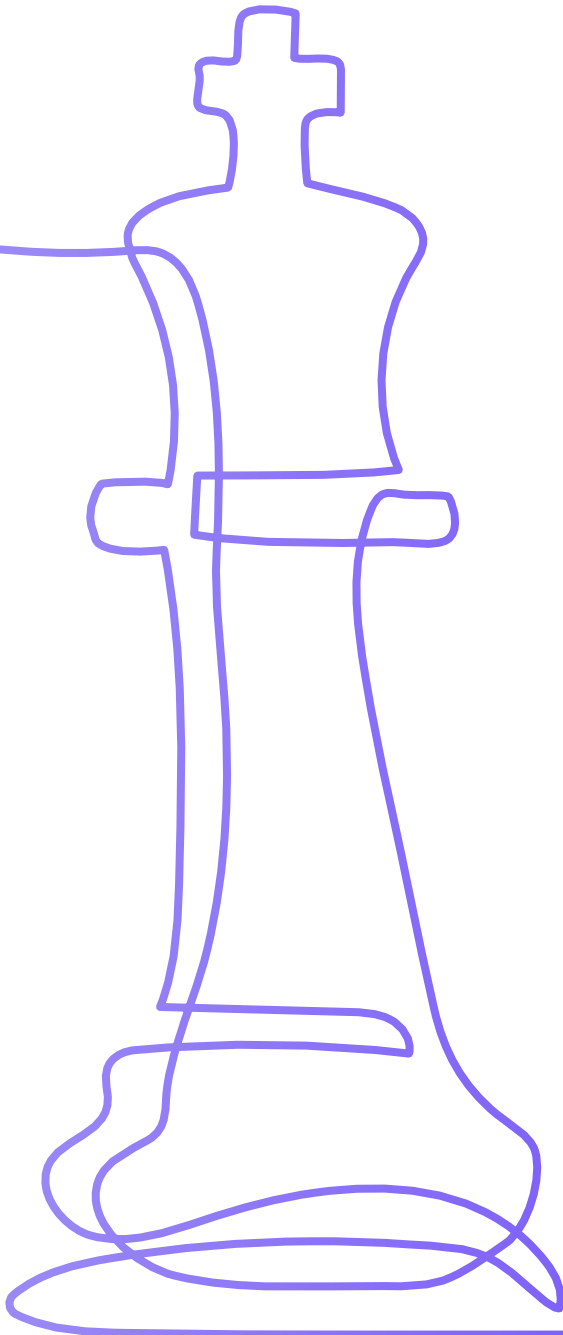


COMPANY STRATEGY AND BUSINESS

3

COMPANY STRATEGY

Grupo Saesa focuses its strategy on consolidating a leadership position in the Chilean energy industry, contributing to the development of critical infrastructure, and advancing the transition toward a sustainable energy matrix.



Looking ahead, the strategy is positioned as an enabler of the decarbonization of the national energy system, integrating sustainability as a factor of competitiveness and resilience. In this context, the Group’s portfolio is expanding into clean energy solutions and enabling technologies, extending its contribution to the energy transition to energy-intensive industrial sectors, such as mining, in line with the country’s goals of carbon neutrality by 2050 and achieving an electricity matrix with 80% renewable energy by 2030.

Following the completion of its strategic planning process in 2024, the Company aligned its management around nine strategic pillars, which guide the performance of the various management teams toward operational modernization, financial sustainability, and management excellence. With a horizon of 2030, the strategy seeks to achieve superior standards in service quality, technological efficiency, safety, and organizational climate, relying on world-class risk management and data-driven decision-making as the foundation for robust operations and responsible growth.

In the short and medium term, the strategy prioritizes service quality and continuity through structural investments, notably the 12-year undergrounding plan and the implementation of smart metering, with the goal of achieving 70% customer coverage. These initiatives, along with the strengthening of transmission infrastructure and the digitalization of key processes, enable the Company to meet growing regulatory and environmental requirements.



STRATEGIC DRIVERS



Strengthening Culture and Talent

People as the driving force behind the company. Modernizing the culture, adapting it to the current times and placing a strong focus on the customer. Ensure that this remains a competitive advantage. Secure talent and leadership in executive positions.



Reinventing Customer Management

Reinvent customer management by accelerating digital transformation, ensuring a deep understanding of customer needs, and delivering meaningful value propositions for each segment, with the goal of becoming industry leaders in customer management.



Technological Leap and Digitalization

To make a quantum leap in technology and digitalization to elevate the organization to a higher level, enabling us to meet new requirements and support the energy transition.



Bolstering the Transmission Business

Ensure the execution, operation, and growth of the business with efficiency, safety, and resilience to successfully address.



Ensuring World-Class Operation and Service

Advance to a higher standard by integrating technologies, substantially improving productivity, resilience, and customer service quality. In addition, prepare the company to face the challenges of energy transition and climate change.



Ensuring Compliance and Legal Risks

Continue to consolidate our commitment to sound governance to protect the integrity of the company, conducting operations with the highest standards of business ethics.



Leading the Regulatory Agenda

Be a relevant player in the sustainable development of the Chilean energy regulatory agenda and perceived as an industry leader.



Ensuring Growth

Ensure and consolidate the company's growth.



Enhancing Productivity and Corporate Management

Optimize the administrative and corporate structure, strengthening processes to support growth and expansion in an efficient and sustainable manner.

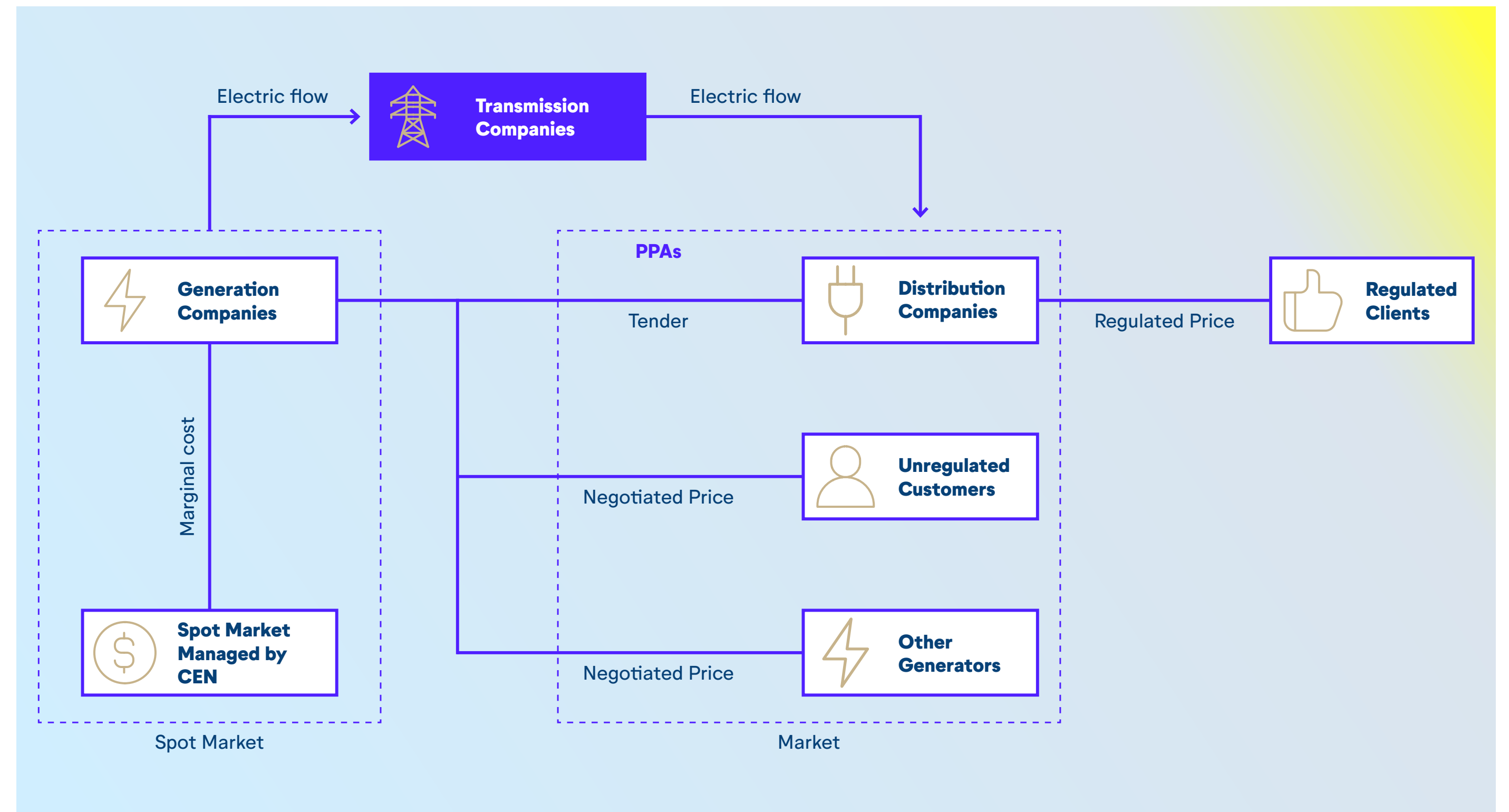


OVERVIEW OF THE ELECTRICITY SECTOR

There are four segments of operators in the electricity market: generation, transmission, distribution, and large customers. The industry is organized into three business segments—generation, transmission, and distribution—which operate in an interconnected and coordinated manner to supply electricity to end customers.

In Chile, the National Electric System (hereinafter SEN) is a single, continuous system stretching 3,100 km across the country, covering almost the entire national territory, from the city of Arica in the north to Chiloé Island in the south, and which, as of December 2025, will exceed 40,000 kilometers of transmission lines.

The electricity sector is divided into three main grids: The SEN, which extends from Arica in the north to Chiloé in southern Chile, and two smaller off-grid systems in Aysén and Magallanes. The following diagram shows the relationship between the various players in the Chilean electricity market:



Generation companies supply electricity to end-customers using lines and substations. Transmission companies own the power lines and substations that carry electricity from production sites to consumption or distribution centers. Distribution companies supply electricity to end-users using electrical infrastructure operating at voltages below 23 kV. The National

Power Grid (hereinafter SEN), is a unique system in terms of length, reaching 3,100 km of territory, covering almost the entire national territory, from the city of Arica in the north to the island of Chiloé in the south, which by December 2025 exceeds 40,000 kilometers of transmission lines.

The SEN's gross installed capacity as of December 2025 reached 39,199 MW (99.5%), while the Aysén Electric System (hereinafter "SEA") reached a capacity of 74 MW (0.2%) and the Magallanes Electric System (hereinafter "SEM") a capacity of 129 MW (0.3%).



BUSINESSES OF THE COMPANY

INDUSTRIAL SECTOR

The Company operates in the regulated electricity sector, specifically in the Distribution and Transmission segments and, to a lesser extent, in the Generation and Trading business.

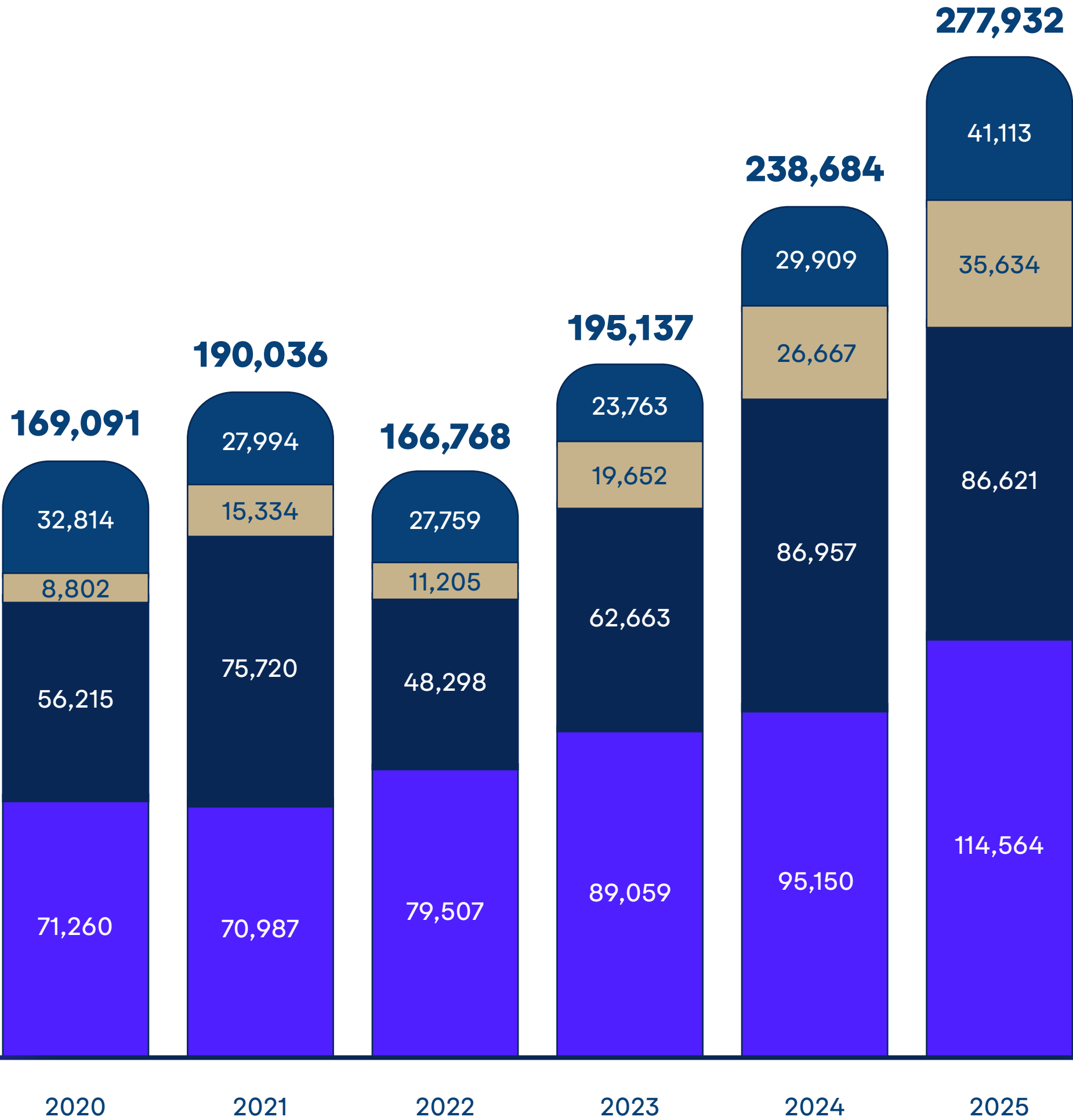
BUSINESS STRUCTURE

Grupo Saesa’s business model has been structured to make its operations more efficient and effective in order to deliver greater value to its shareholders and other stakeholders. Its operating structure is organized under a decentralized operational model and centralized management, to take advantage of business opportunities and their benefits. In this context, the Group has as a central element to monitor and control all risks posed by the evolution of the energy industry.

INVESTMENT BY BUSINESS SEGMENT

The Company’s Investment Plan considers “base investments” related to the projects required to meet the demand and normal growth of the business, on the other, high-return projects. The total investment in 2025 was \$277.932 billion. The amount by business segment is detailed below:

Investment Evolution by Business Segment (Millions of Pesos)



- Distribution
- Transmission
- Generation
- Other

TRANSMISSION SEGMENT

Through its subsidiary STA, the Company participates in the Zonal, National and Dedicated Transmission businesses, which mainly transport energy from generators with supply contracts to distribution companies.

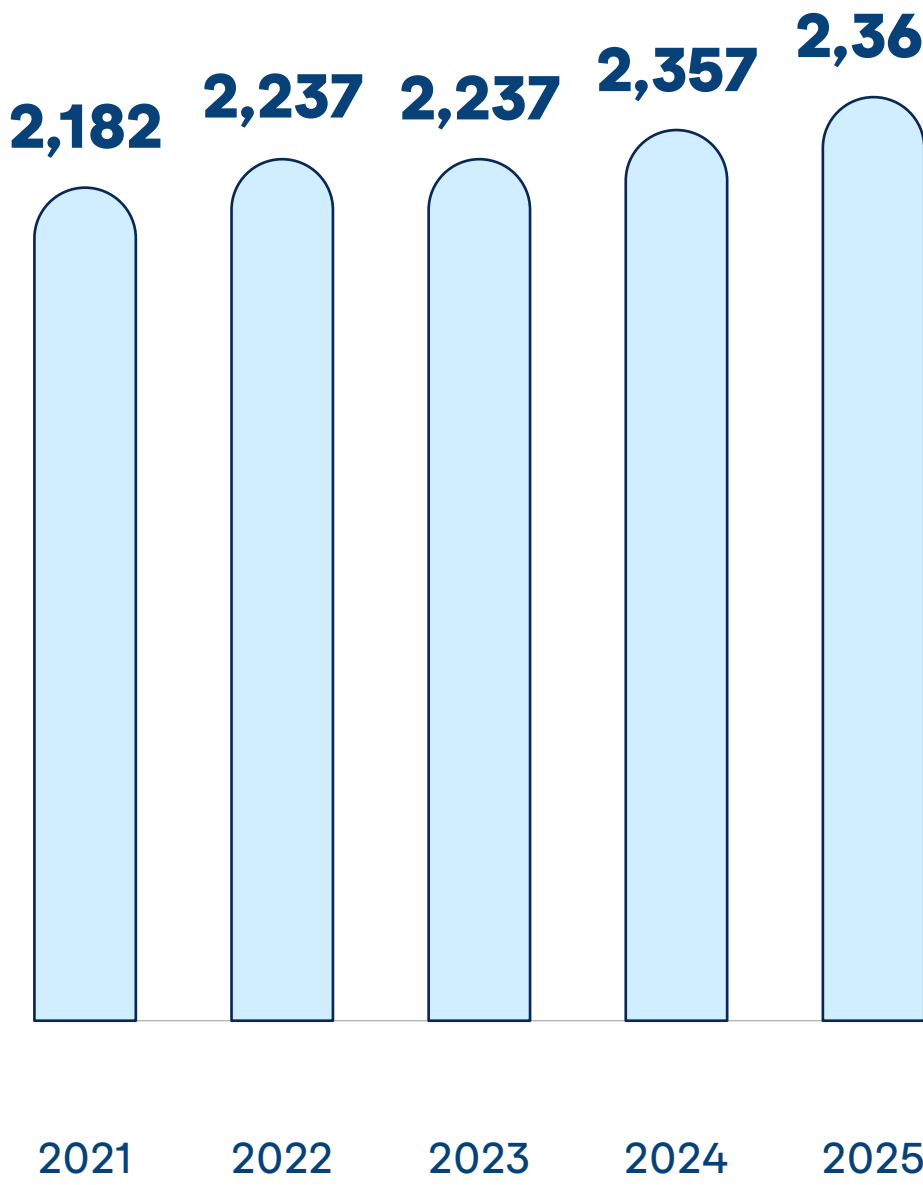
In addition, the Company has consolidated its presence throughout the country, signing dedicated contracts with large industrial customers, especially in the mining segment.

On the other hand, Grupo Saesa’s transmission subsidiaries operate and maintain third-party facilities, which at the end of 2025 reached 548.10 km of lines (corresponding to Eletrans 463.5 km, Masisa 10.5 km, STLL 20.1 km, Capullo 54 km) and a transformation power of 55.4 MVA corresponding to the 220-110- 66 kV (HV/MV) classification.

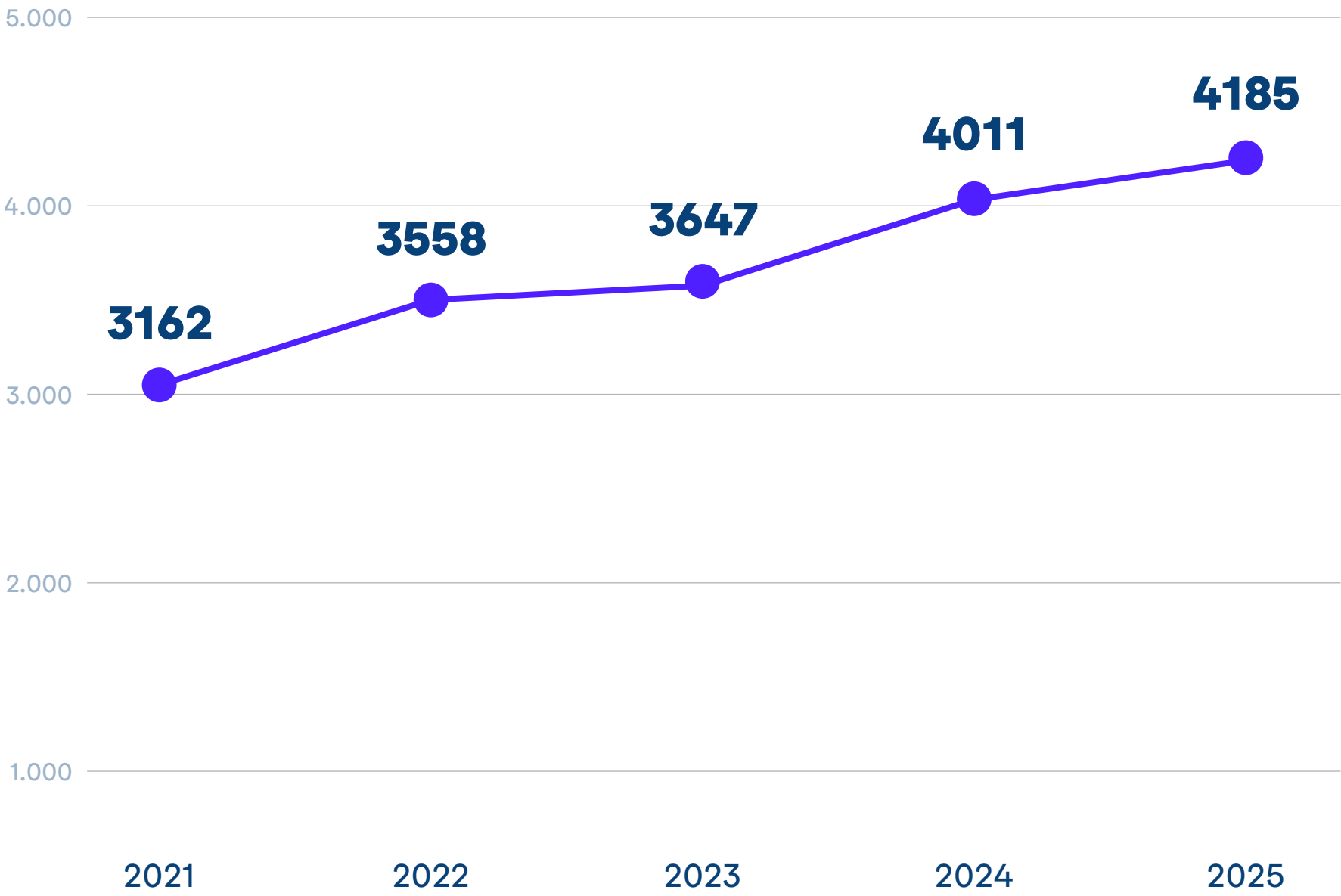
The network infrastructure and substations are essential assets for delivering energy to the concession areas. In recent years, Grupo Saesa has consolidated its presence in the transmission market in Chile, with continuous growth year after year.

Evolution of Kilometers of Transmission Lines

HV lines (in km)



MVA



Areas of Operation



Sistema de Transmisión del Norte S.A. (STN)

Activity: Transmission Projects



Sistema de Transmisión del Centro S.A. (STC)

Activity: Transmission Projects



Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)

Activity: Transmission Projects



Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SATT)

Activity: Transmission Projects



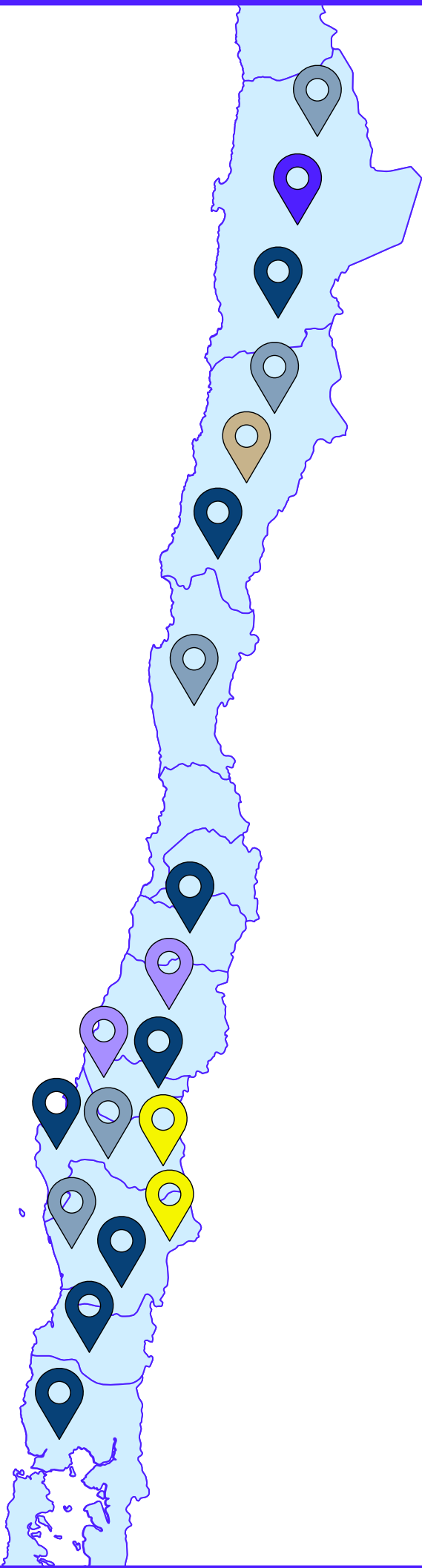
L.T. Cabo Leones

Activity: Transmission Projects



Tolchén Transmisión SpA.

Activity: Transmission of Electric Power





Maintenance and Operational Excellence

In terms of service quality, the management efforts carried out in 2025 resulted in a corporate SAIDI of 9.81 minutes.

Significantly exceeding the established target of 12.70 minutes. This result demonstrates the effectiveness of the strategies implemented in the maintenance plan, which are aimed at strengthening operational continuity, improving asset availability, and optimizing response times to contingencies. It also reflects appropriate prioritization of interventions based on risk criteria and efficient execution of maintenance programs.

Together, these results consolidate a sustained improvement in system reliability, contributing to compliance with corporate service quality standards and reducing the impact of outages on users through more robust, predictive, and efficient operations.

Among the most significant milestones of the period is Follow-up Audit No. 2 of the Asset Management System Certification, which verified the correct implementation of the system in accordance with the requirements of the UNE ISO 55001:2015 standard. This result reaffirms the maturity of the asset management model and strengthens the organization’s ability to ensure operational continuity, optimize asset reliability, and maintain high service quality standards.

Additionally, the audit demonstrated the effectiveness of the practices implemented in planning, risk assessment, and maintenance plan execution, contributing to more accurate decision-making aligned with the standards defined by the regulator.

In the area of maintenance management, significant progress was made in the following aspects during 2025:

- Operational alignment workshops were held with the aim of establishing common criteria and strengthening best maintenance practices among the three Zone Departments and the Operations and Maintenance Divisions. During these sessions, maintenance plans for the line, substation, control, and protection specialties were reviewed in depth, as were live-line work activities, identifying opportunities for standardization and high-performance practices implemented in different zones.
- As a result of this process, improvements were defined in procedures, methodologies, and intervention sequences, which were technically validated and prioritized based on their impact on operational continuity, safety, and efficiency. This work enabled the optimization of the maintenance plan and the incorporation of these improvements into the Transmission Facilities Maintenance Manual, strengthening technical governance and promoting consistent application across the entire organization.

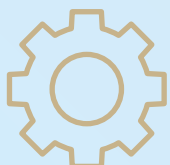
In line with best practices in asset management, the period saw a deepening of analyses and decision-making criteria aimed at controlling risks associated with the operation and maintenance of assets, with the following advances being particularly noteworthy:



Implementation of the FMECA (Failure Modes, Effects, and Criticality Analysis) methodology for transmission line and power switch assets, enabling the identification of failure modes, effects, criticality levels, and acceptance criteria. This methodology complements the work previously carried out for transformers. In 2026, specific KPIs will be defined and an FMECA failure catalog will be developed for key assets, facilitating the creation of plans aimed at eliminating or mitigating failures at their source.



Design of a Comprehensive Performance Management Model, which establishes a strategic framework for evaluating the condition, risk, and performance of transmission assets, strengthening maintenance decision-making, investment prioritization, and asset portfolio optimization, in line with corporate objectives of service continuity and operational efficiency.



Optimization of the Asset Risk Model, through the incorporation of new decision variables in the criticality (impact) and fragility (probability of failure) components. This update reinforces the risk-based decision-making approach and improves the efficiency of maintenance plans.



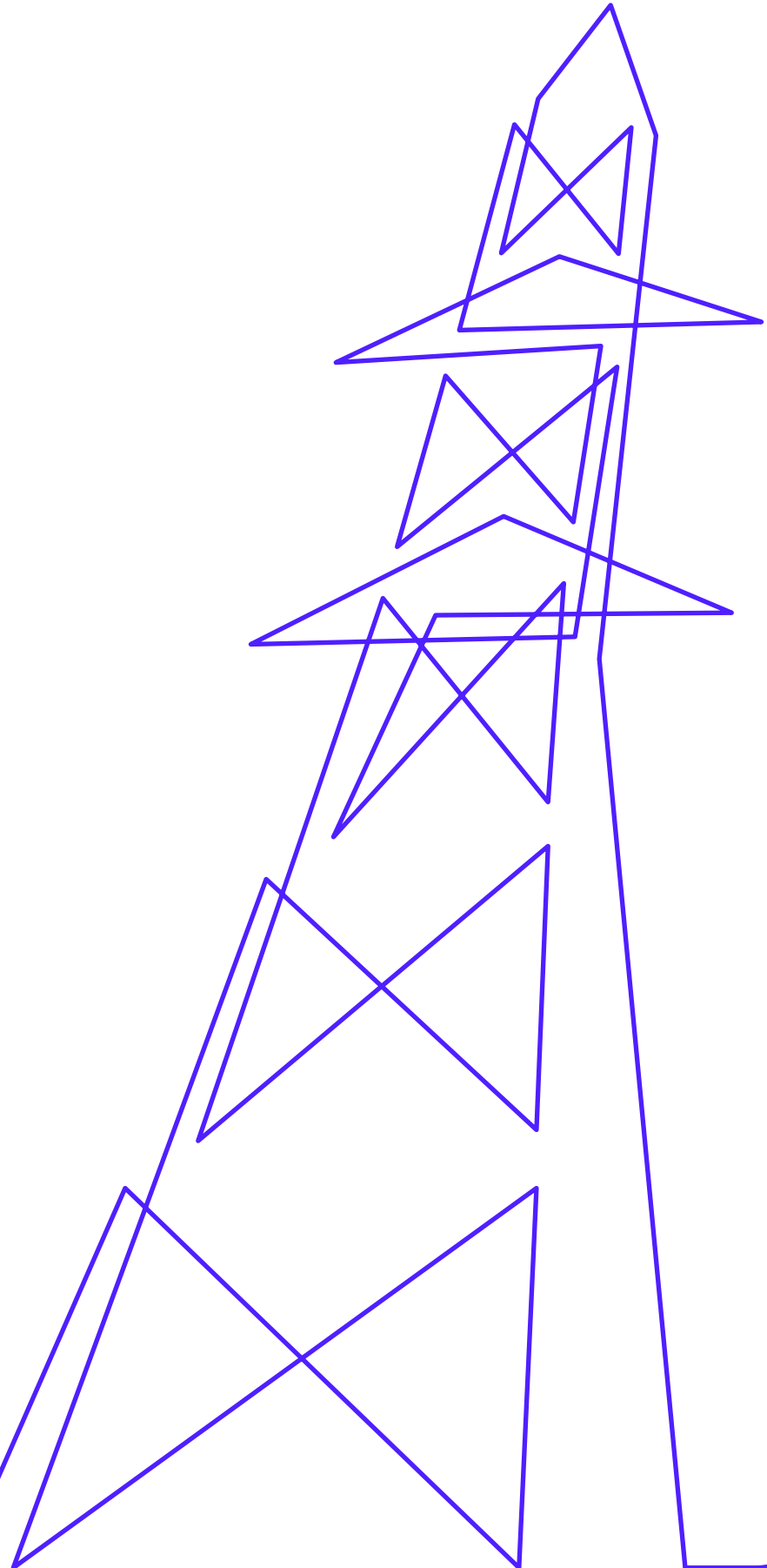
Implementation of the Workforce Availability and Utilization (DUFT) analysis as a strategic input for the Annual and Five-Year Maintenance Plan, incorporating analysis of operational capacity and resource availability. This tool enables the optimization of resource allocation, improves scheduling efficiency, and ensures both the timely execution of the maintenance plan and the ability to respond to contingencies.

In the area of transmission lines, the visual and thermographic inspection process was strengthened through the use of drones and an advanced analytics platform.

This solution, which combines specialist assessments with artificial intelligence algorithms, enables the identification, classification, and prioritization of findings that could compromise the safety of people or the integrity of the electrical infrastructure.

Likewise, in the analysis of inspection results for substations and transmission lines, the process for identifying findings and making decisions was strengthened by incorporating technical and risk criteria that allow for more effective targeting of mitigation actions. This approach provides critical information to reduce the operational risk level of the facilities through the timely resolution of detected issues.

Additionally, reporting capabilities were enhanced through the development of dashboards, facilitating more efficient monitoring and better visualization of performance.



Major Works in 2025

The following projects were completed in 2025:



Trinidad Substation
July –2025

The project, carried out as an urgent works project, involved the construction of a new substation for the sectioning of the 1x66 kV Portezuelo–La Esperanza line and the connection of a 66/13.2 kV transformer. This infrastructure strengthens the electricity supply and reliably meets current and projected demand in the municipalities of Marchigüe, Peralillo, La Estrella, and Pichidegua.



New La Señoraza Substation
April –2025

The project, carried out as a tendered work, involved the construction of the new La Señoraza Substation, which incorporates 220 kV and 66 kV bays, both in a single-busbar configuration. The facility includes a 220/66 kV transformer of at least 25 MVA with its respective connection bays and provides space for two future positions in each bay, safeguarding the substation’s expansion capacity. Likewise, the project included the construction of a new 220 kV single-circuit transmission line between the La Señoraza and Laja substations, strengthening the integration and reliability of the transmission network in the zone.



Expansion at Santa Bárbara SS(HV/MV Transformer) April –2025

The project, carried out as an expansion, increased the capacity of the Santa Bárbara Substation by replacing the existing 66/13.8 kV, 5 MVA transformer with a new 16 MVA unit equipped with an On-Load Tap Changer (OLTC). The initiative also included the renewal of associated equipment, bringing it in line with the substation’s new capacity level, as well as the expansion of the 13.8 kV switchgear room, configured as a single busbar. In this context, new switchgear units were installed for feeders and the transformer connection, strengthening the system’s operational capacity and reliability.



Expansion at Castro SS (NTR ATMT) November –2025

The project, carried out as an expansion, increased the capacity of the Castro Substation through the installation of a new 16 MVA 110/23 kV transformer with an On-Load Tap Changer (OLTC) and its respective connection panels. The initiative also included the construction of a new 23 kV yard in a main busbar and transfer busbar configuration, with positions for feeders and coupling and sectioning functions.



Expansion at Pichirropulli (RTR ATMT)
November –2025

The project, carried out as an expansion, increased the capacity of the Pichirropulli Substation by replacing Transformer No. 1 (66/13.2 kV, 5 MVA) with a new unit (66/23 kV, 16 MVA) equipped with a On–Load Tap Changer (OLTC), along with the respective connection panels at both voltage levels.

The initiative also included the modernization of the medium–voltage level, involving the removal of the existing 13.2 kV busbar and the construction of a new 23 kV switchgear room in a single–busbar configuration, with positions for feeders, transformer connection, busbar sectioning, and metering equipment. Likewise, a new auxiliary services transformer was incorporated and connected to the 23 kV busbar, reinforcing the facility’s operational capacity.



Epuleufú Project (Substation)
December –2025

The project, developed as a tendered work, involves the construction of the new Epuleufú Substation for the sectioning of 66 kV and 220 kV lines, incorporating a 220/66 kV 90 MVA transformer with its respective connection panels. The facility includes a 220 kV bay in a half–switch configuration and a 66 kV bay with a double main busbar and a transfer busbar, along with the control and communications systems and associated works required for its operation, while also ensuring compatibility with future system expansions.

(RTR ATMT commonly refers to the classification of Remunerated National Transmission Expansion Projects (formerly trunk) defined by the National Electricity Coordinator.)

Projects under Construction

The following are the projects under construction at the end of December 2025.

Project	Grid	Type	Projected Commissioning	Investment Value [MMUSD]
Capacity Increase of 2x220 kV Encuentro – Kimal Line	National	Expansion Work	Apr 2025	9.0
Capacity Increase of Frontera –María Elena and María Elena – Kimal Lines	National	Expansion Work	Jan 2026	9.9
Expansion at Pichirropulli (HV/MV Transformer)	Zonal	Expansion Work		4.5
Expansion at Castro SS (New HV/MV Transformer)	Zonal	Expansion Work		5.1
Valdivia – Picarte Tx Line	National	Tendered Works		11.8
Expansion at Chiloé Substation and laying of second circuit on 2x220 kV Nueva Ancud – Chiloé Line	Zonal	Expansion Work		13.0
New El Guindal Sectioning Substation	Zonal	Tendered Works	Jul 2024	12.8
La Ruca Expansion	Zonal	Expansion Work	Feb 2027	7.9
Expansion of Picarte Substation	Zonal	Expansion Work	May 2028	3.7
Chonchi Gamboa Project	Zonal	Tendered Works	Jun 2031	26.4
New Pachacama Sectioning Substation	Zonal	Tendered Works	Jul 2024	19.8
New Litueche Substation and new 2x110 kV Litueche Line	Zonal	Tendered Works	Jan 2029	20.7
Expansion of Paillaco SS	Zonal	Expansion Work	May 2027	9.6
New 2x154 kV Fuentecilla – Malloa Line	Zonal	Tendered Works	Jan 2029	32.4
New Linderos Sectioning Substation	Zonal	Tendered Works	Jul 2024	24.5
Expansion of the new 110/23 kV, 16 MVA substation in Dalcahue	Zonal	Expansion Work	May 2027	8.6
Expansion of Fuentecilla SS	Zonal	Expansion Work	Jan 2029	10.1
Expansion of Kimal SS	National	Tendered Works	Jan 2029	6.8
New Don Melchor SS	Zonal	Tendered Works	Jun 2030	7.1
New Reloncavi SS	Zonal	Tendered Works	Jun 2030	6.8
New Lo Campino SS	Zonal	Tendered Works	Dec–30	80.2
Expansion of Valdivia Substation, new bus bar on Section No. 2 and 66 kV transfer bus	Zonal	Expansion Work	Nov 2027	4.1
Expansion of Purranque SS	Zonal	Expansion Work	Jan 2029	8.7
Epuleufú (line) Project	Zonal	Tendered Works	Oct 2027	23.4



DISTRIBUTION SEGMENT

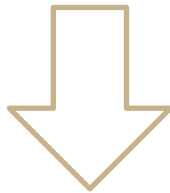
To carry out its distribution operations, the Company operates through its subsidiaries Saesa, Frontel, Edelayesen, and Luz Osorno, serving more than one million customers and operating in various concession areas covering a total of 44,818 square kilometers, including Diguillín (Ñuble Region) and Villa O’Higgins (Aysén Region). Grupo Saesa integrates initiatives into its business management that enable it to provide a reliable, high-quality, resilient, and accessible energy supply service. Its main assets are its distribution networks, which provide it with robust and stable cash flows.



MVA (MT/MT)

1,779
(2025)

1,695 (2024)



Energy Losses

11.08%
(2025)

11.13% (2024)



Internal SAIFI (times)

4.0
(2025)

4.20 (2024)



Internal SAIDI (hours)

13.9
(2025)

21.3 (2024)



MT Lines (Km)

38,370
(2025)

38,049 (2024)



BT Lines (Km)

28,884
(2025)

28,599 (2024)



Energy Sales (GWH)

4,445
(2025)

4,451 (2024)



Customers

1,087,372
(2025)

1,054,635 (2024)

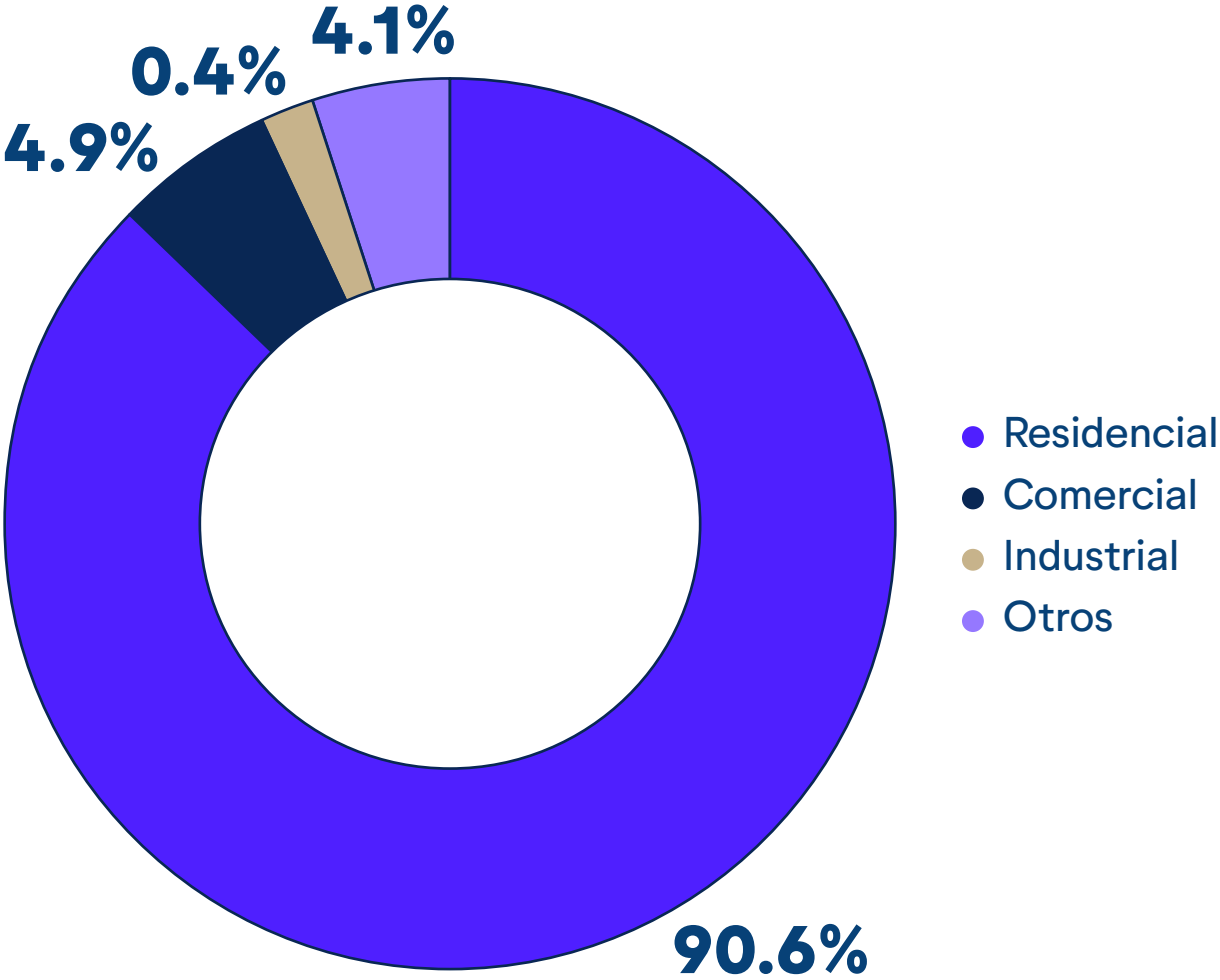
The Company operates in the distribution segment through its subsidiaries Saesa, Frontel, Edelayesen, and Luz Osorno, consolidating a leadership position in electricity distribution in southern Chile.

In 2025, the Company provided electricity service to more than one million customers (1,087,372 customers), a 3% increase from 2024; of these newly connected customers, 90% are residential. It also supplied 4,445 GWh of energy, representing a 0.1% decrease compared to 2024.

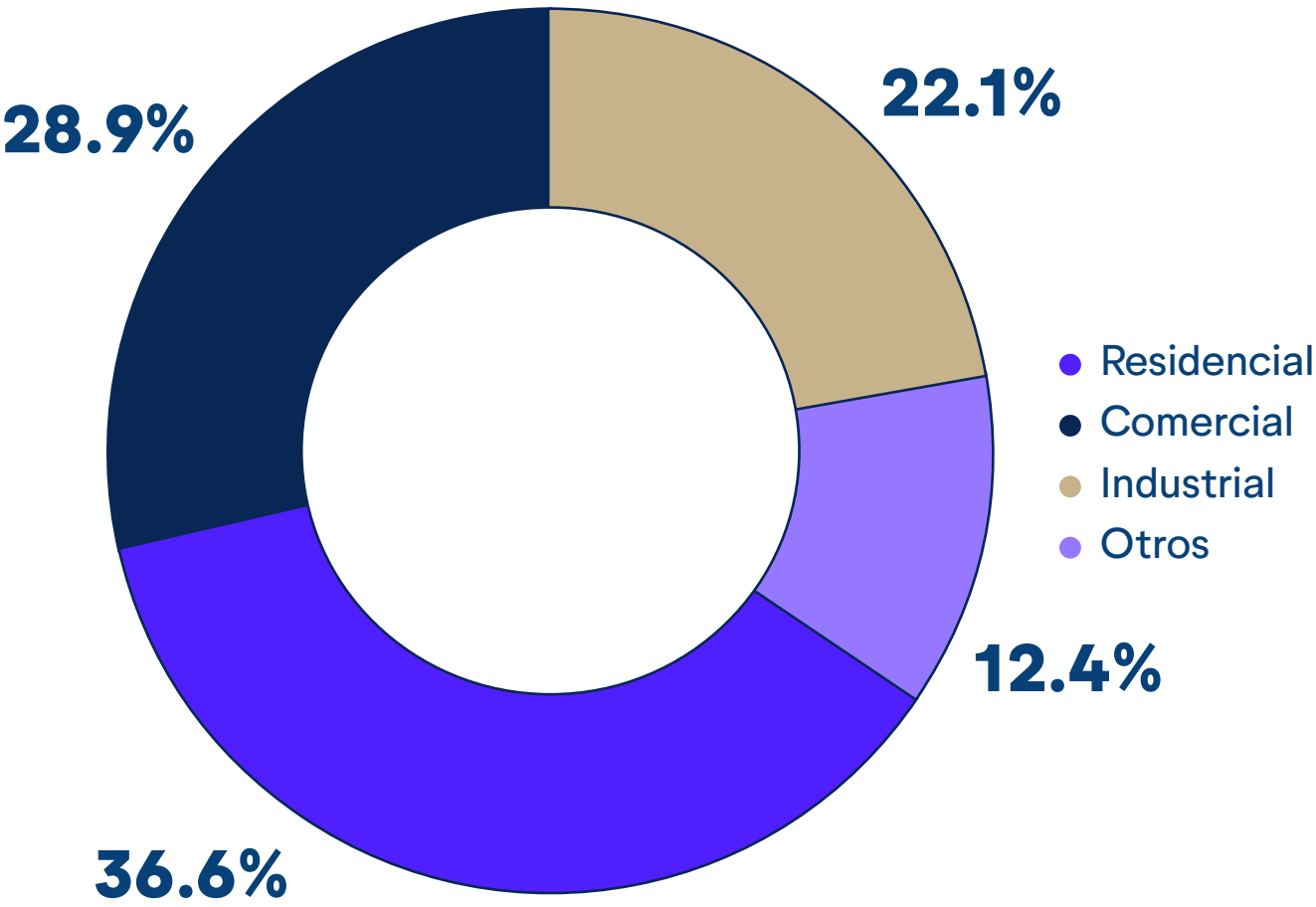
Company Presence



Customers by Segment



Sales by Segment





Concession Areas

As of December 31, 2025, the companies of Grupo Saesa have the following areas associated with their concession zones granted by the competent authority, which are indefinite and conferred by the number of decrees indicated below:



Between the provinces of Diguillín in the Ñuble Region, provinces of Concepción, Biobío Region, and Cautín in the Araucanía Region.

As of December 31, 2025, it has 135 decrees and a concession area covering 24,175 km².

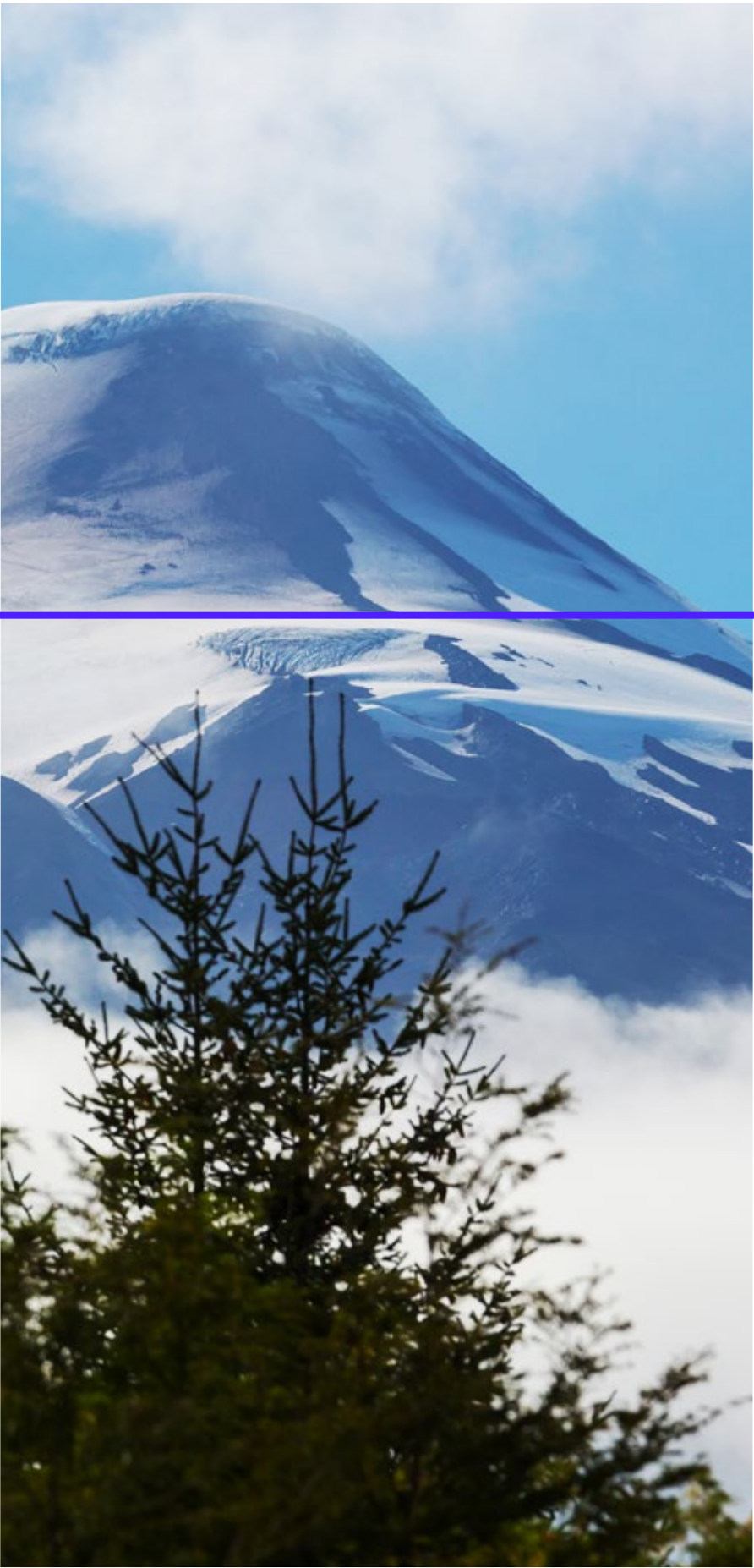
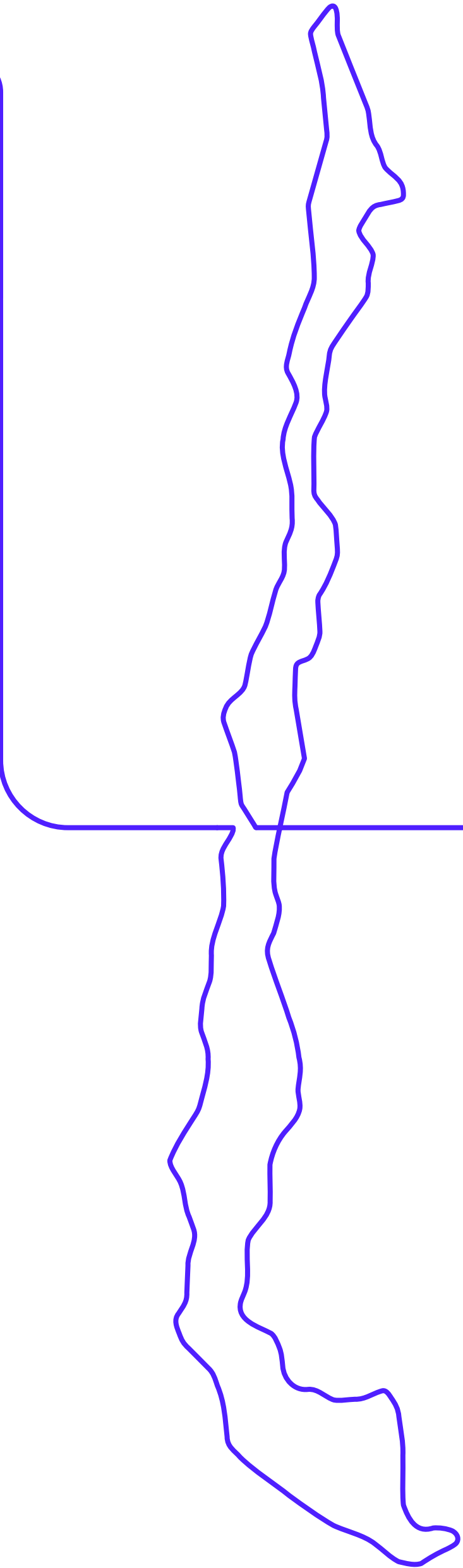


Its area of operation includes the Araucanía Region, Los Ríos Region, and Los Lagos Region.

Its subsidiaries are Luz Osorno and Edelayesen, a company that carries out generation, transmission, and distribution activities and supplies electricity mainly to the Aysén Region.

As of December 31, 2025, Saesa and its subsidiaries cover an area of 20,103 km2 under 135 decrees, with the following areas associated with their concession zones:

- **Saesa:** area 15,122 km2, corresponding to 147 Decrees; Operations Zone: Araucanía Region, Los Ríos Region, and Los Lagos Region. La Araucanía, Los Ríos, and Los Lagos regions.
- **Edelayesen:** area 620 km2, corresponding to 6 Decrees; Area of Operations: Los Lagos Region and Aysén Region. Los Lagos and Aysén regions.
- **Luz Osorno:** area 4,361 km2, corresponding to 12 Decrees; Area of Operations: Los Lagos Region and Los Ríos Region. Los Lagos and Los Ríos regions.



Distribution Business Management

Connection of Small Means of Distributed Generation Customers (PMGD)

In 2025, the Company strengthened its role as a strategic partner in the integration of distributed generation, against a backdrop of sustained growth in photovoltaic technology in southern regions, reaching 118 connected PMGD plants.

In the regulatory sphere, Grupo Saesa actively participated in working groups with the National Energy Commission (CNE) and in public consultations related to Distributed Energy Resources (DER)—which include PMGD, generation for self-consumption under the Netbilling scheme, electromobility, and storage systems—contributing to the development of the sector’s regulatory framework. Among the key issues addressed are the Technical Standard for Connection and Operation of PMGDs, Executive Order No. 88, and Technical Specification RIC 09 for projects without grid injection.

Looking ahead to the coming years, the management will continue to focus on facilitating the safe and efficient integration of these resources into distribution grids, adapting system operations to new self-generation schemes, and safeguarding public safety, the integrity of facilities, and the reliability of the electricity supply.

These are third-party facilities connected to our network.



407 MW installed



39 MW connected by 2025

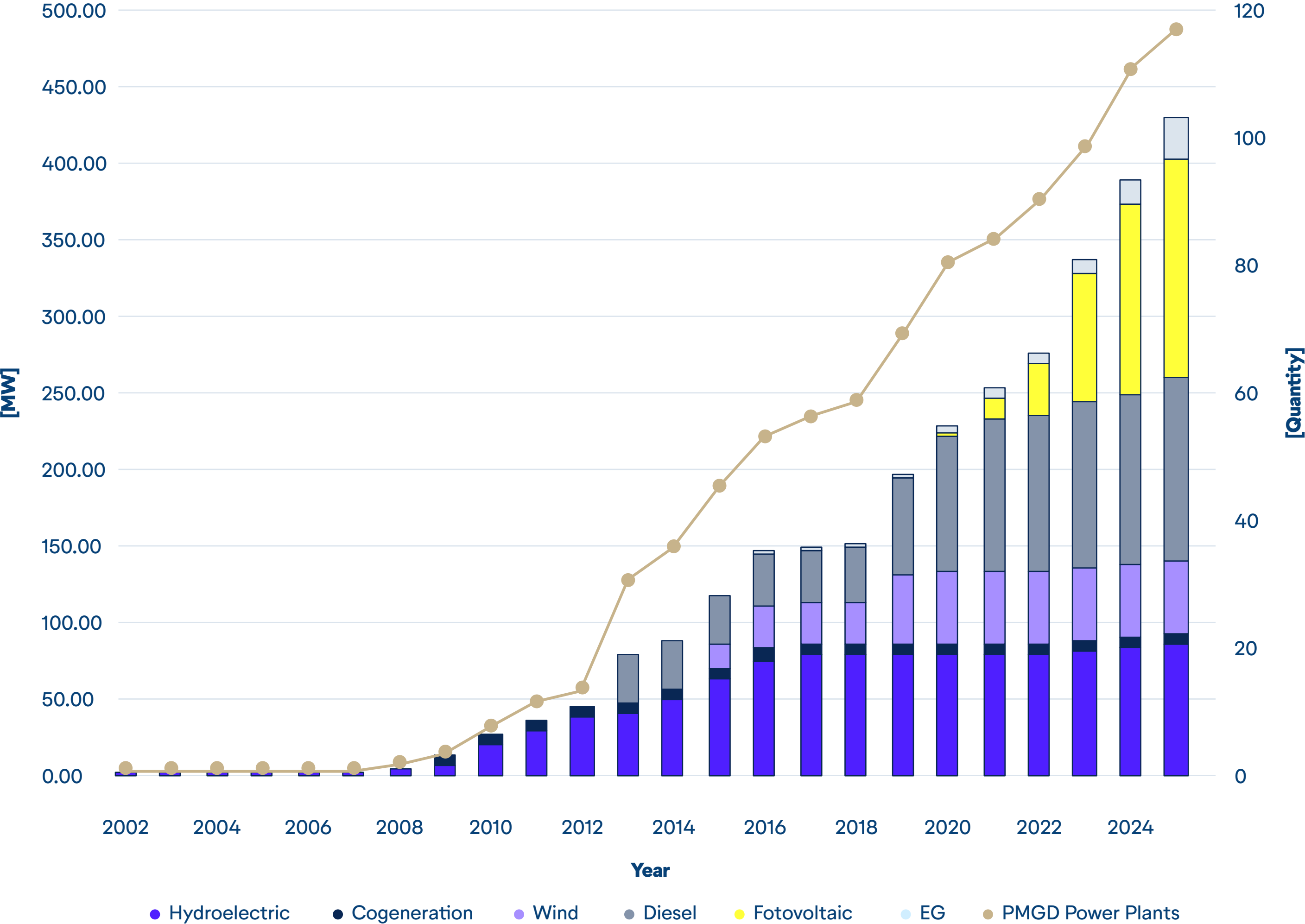


70% share in NCRE



3,100 Netbilling units

PMGD/EG connected



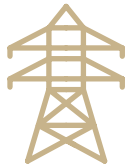


Operational Excellence



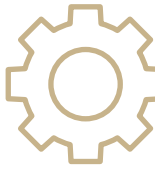
Distribution Maintenance Management and Results 2025

In 2025, the Company made progress in strengthening the reliability and operational efficiency of its distribution grids, carrying out 6,264 maintenance actions and consolidating a management approach based on planning, resource optimization, and the incorporation of new technologies.



Thermography in medium- and low-voltage grids

The application of thermographic technology allowed for enhanced grid monitoring through the early detection of thermal anomalies. During the year, 74,183 inspections were conducted, achieving a normalization rate of 98% at the detected points. As a result, there was a 64% reduction in hotspots compared to the previous year.



Smart grid inspection using drones and artificial intelligence (MV)

Aerial inspection using drones and artificial intelligence established itself as a key tool for the preventive management of the medium-voltage grid. During the year, 6,379 kilometers of the grid were inspected, enabling improved early identification of anomalies and more precise prioritization of interventions.



Maintenance of critical equipment

In the area of strategic equipment maintenance, 19 interventions were carried out on voltage regulators in 2025, incorporating vegetable oil as an alternative that contributes to equipment protection, extends its service life, and advances sustainability criteria.

Likewise, a program to renew auxiliary power systems was implemented by replacing 907 batteries in protection and switching equipment, thereby strengthening operational reliability and the safety of the distribution grid.



Maintenance of critical equipment

In the area of strategic equipment maintenance, 19 interventions were carried out on voltage regulators in 2025, incorporating vegetable oil as an alternative that contributes to equipment protection, extends its service life, and advances sustainability criteria.

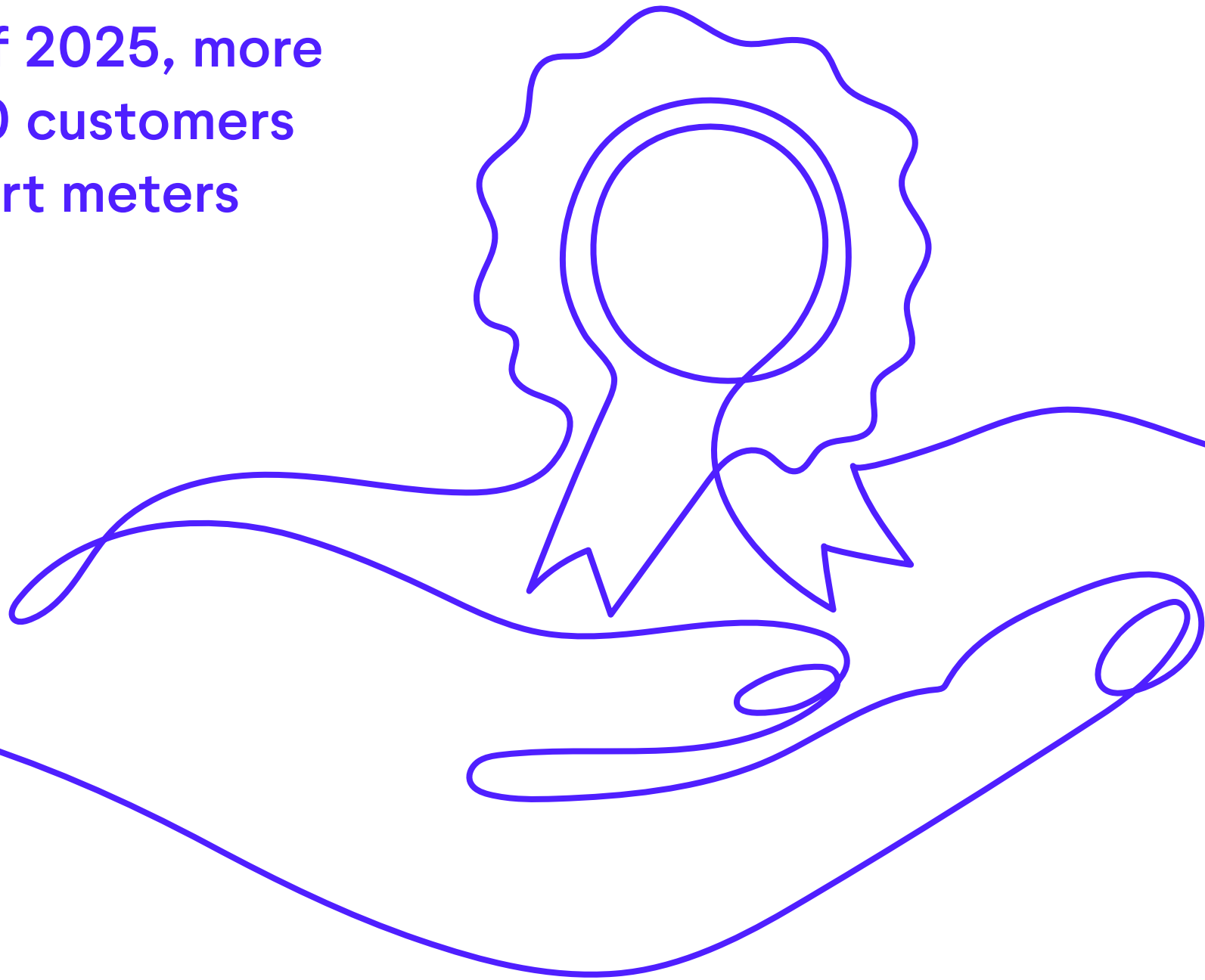
Likewise, a program to renew auxiliary power systems was implemented by replacing 907 batteries in protection and switching equipment, thereby strengthening operational reliability and the safety of the distribution grid.



Smart Metering

Metering is carried out through meters installed in the Company's grids. These pieces of this equipment allow the measurement of the parameters associated with the processes of purchase and sale of energy. By the end of 2025, smart meters have been installed at more than 105 thousand customers. The company also has over 48 thousand smart meters installed in different substations. In line with the digitization of the grid, the installation of smart meters enables remote operations, benefiting customers, the regulator, and the Company.

By the end of 2025, more than 105,000 customers will have smart meters installed.



Company	Customers	Distribution Transformers	Total
Edelaysen	11,326	2,123	13,449
Frontel	28,159	20,192	48,351
Luz Osorno	4,447	4,284	8,731
Saesa	61,719	21,875	83,594
Total	105,651	48,474	154,125

Quality of Service

The quality of service is evaluated in accordance with the Technical Standard for Quality of Service in Distribution Systems, in effect since September 2018, which measures performance using the SAIFI and SAIDI indicators at the company-municipality level.

By the end of 2025, the Company's efforts enabled 100% of the municipalities in its service area to meet the quality standard established by the regulation.

In this context, the internal SAIDI reached 28.8 hours, while the internal SAIFI stood at 8.05 outages, results that reflect Grupo Saesa's sustained commitment to the quality and reliability of the electricity supply, even under highly demanding operational conditions.

Undergrounding

The Company maintains a firm commitment to service excellence and the development of increasingly resilient infrastructure, contributing to the long-term sustainability of the business and safeguarding the environment in which it operates.

In recent years, various pilot projects have been launched to bury distribution networks, an initiative aimed at strengthening the quality and reliability of the power supply in the face of adverse geographical and weather conditions, reducing outage durations, and improving the customer service experience.

Since 2019, the company has been working in collaboration with a team of Finnish experts to adapt this solution to local conditions. This work has enabled the development of specific construction standards and progress on a roadmap for larger-scale implementation, positioning the Company as a leader in the development of undergrounding solutions in the country.

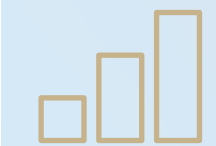
In line with the national energy policy and considering the challenges associated with the service quality (SAIDI) targets projected for 2035 and 2050, various working meetings have been held with the Ministry of Energy, the National Energy Commission (CNE), and the Superintendency of Electricity and Fuels (SEC). The purpose of these meetings has been to analyze and promote mechanisms that enable the scaling up of underground power lines in rural areas.

Currently, the Company is implementing a comprehensive management program aimed at designing and building the necessary capabilities to systematically advance the scaling up of underground distribution grids.

Key Benefits of Burying Rural Power Lines



Improved quality and reliability of power supply.



Greater long-term cost efficiency in maintenance.

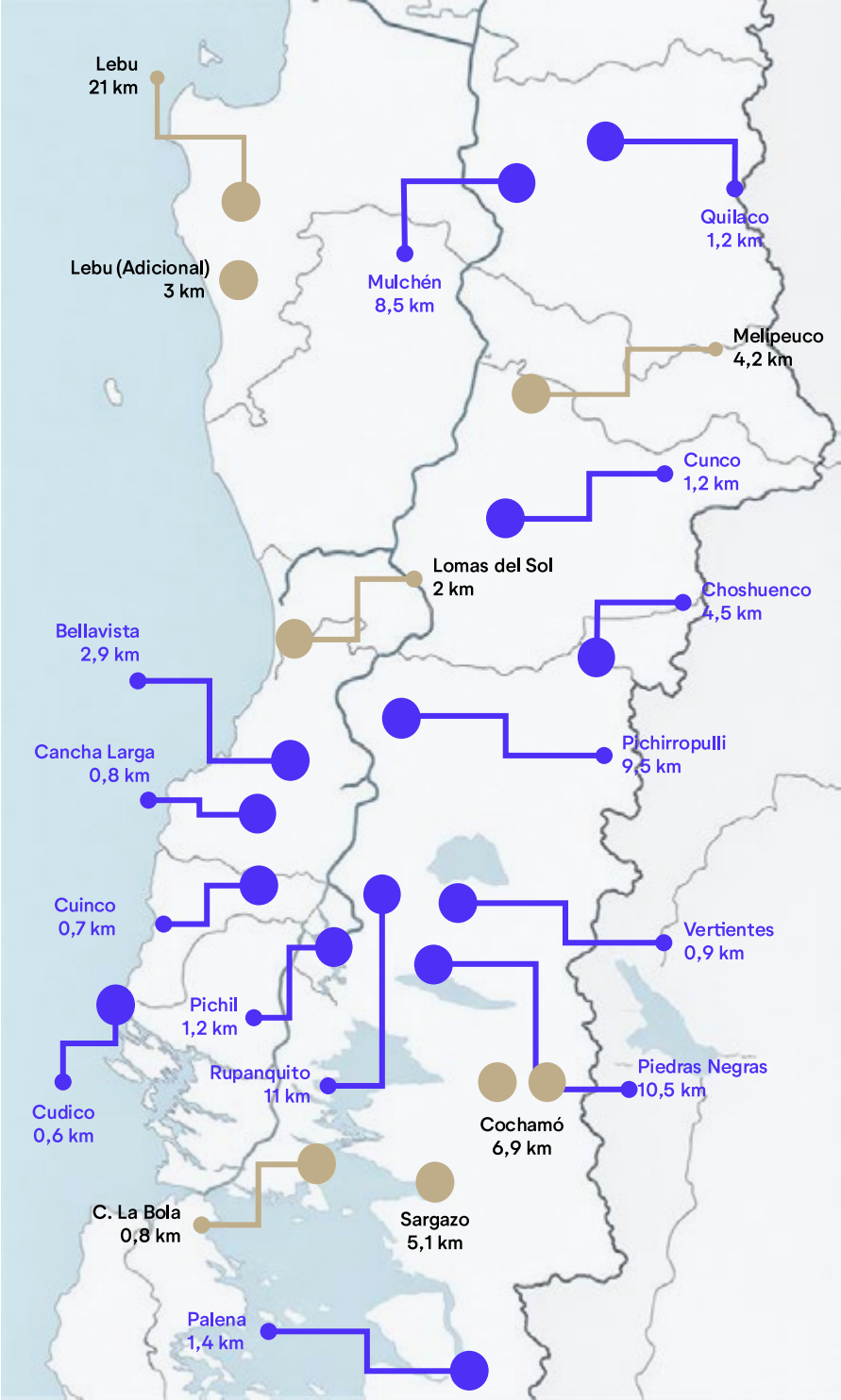


Reduced visual and environmental impact.



Increased infrastructure resilience against extreme weather events.

These initiatives contribute to progress toward a more robust and resilient electricity distribution system that is prepared for the climate and energy challenges of the future.



As of the closing of this document, 22 projects have been completed since 2020, totaling 98 kilometers of underground infrastructure.

**Commitment
to Energy
Accessibility**

The commitment of Grupo Saesa companies to the progress and well-being of the communities where it operates is constant and fundamental.

Within this framework, the group promotes electrification in rural and remote areas, thus expanding energy accessibility in an efficient and resilient manner.

This strategy supports progress toward universal access to affordable, safe, sustainable, and modern energy, contributes to the reduction of the energy gap, and enhances social inclusion.

In this way, Grupo Saesa strengthens grids, guaranteeing a reliable supply tailored to the needs of communities.



Rural Electrification

The company’s commitment to the development and well-being of the communities where it operates is reflected in its participation in rural electrification programs, which are carried out through a joint effort between the Government of Chile, the company, and the beneficiary communities, thereby extending access to electricity to remote areas of the country.

These initiatives are part of off-grid system projects funded by the State through the National Fund for Regional Development (FNDR), aimed at reducing the energy gap and facilitating access to electricity in rural areas, along with the establishment of tariff agreements that enable the proper implementation of associated subsidies.

In 2025, 85 Rural Electrification projects were commissioned, located in 40 municipalities across the Biobío, La Araucanía, Los Ríos, Los Lagos, and Aysén regions, benefiting 1,284 families in rural areas.

These initiatives included the construction of 360.12 km of medium-voltage lines, 56.36 km of low-voltage lines with individual poles, 311.06 km of low-voltage lines with shared poles, and the installation of 1,160 distribution transformers with capacities ranging from 15 to 105 kVA, expanding access to electricity in geographically dispersed areas.

Off-Grid Systems

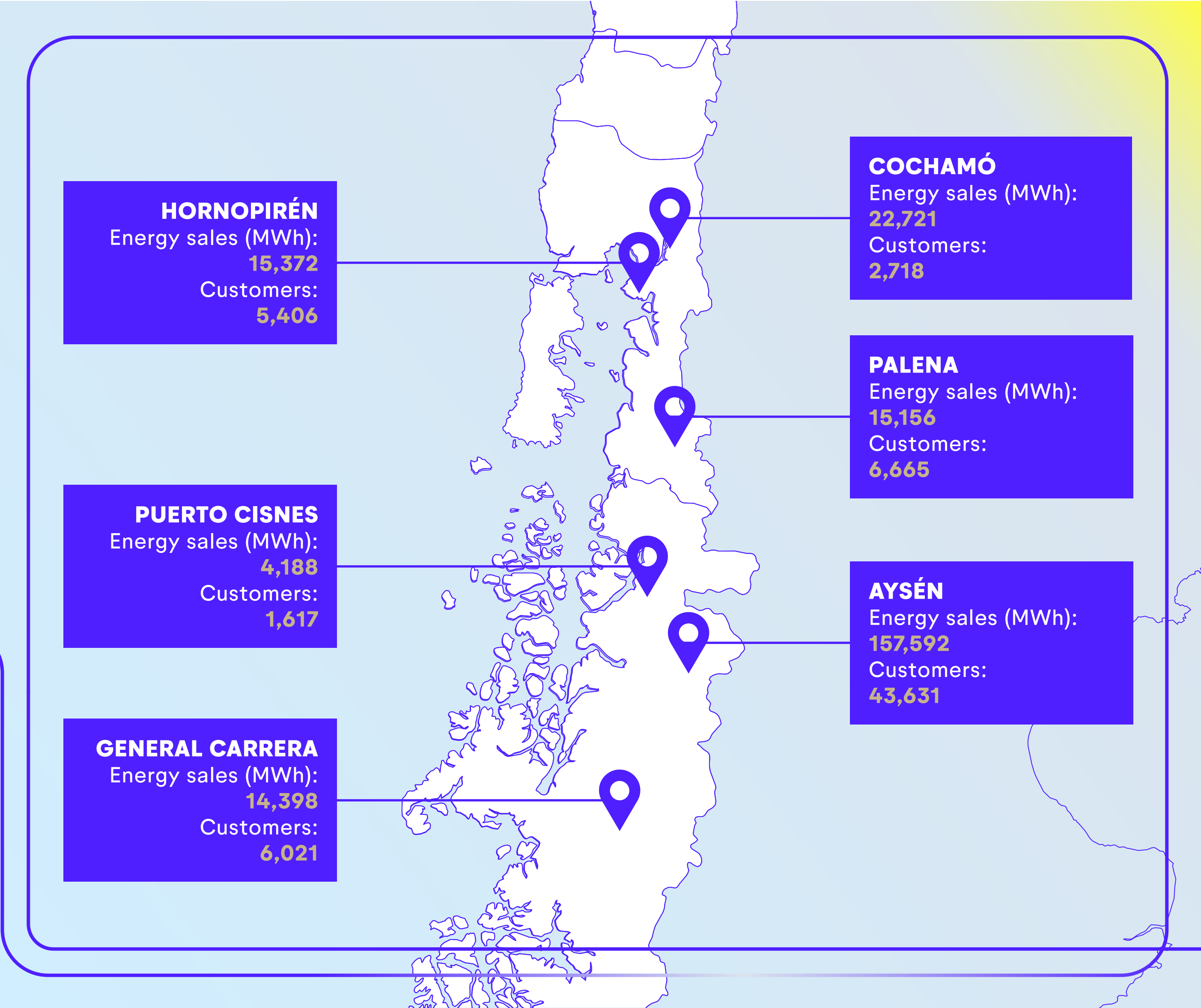
Grupo Saesa companies have developed generation and distribution projects aimed to supply isolated areas that are not connected to the SEN grid and require 24-hour power supply to support their sustainable development needs. Currently, the off-grid systems are as follows:

Company	Off-Grid Systems	Energy Sales (MWh)	Customers
saesa®	Ayacara	858	718
	Isla Tac	89	111
	Isla Quehui	289	364
	Isla Caguach	114	148
	Isla Meulín	152	261
	Isla Quenac	125	171
	Isla Llingua	78	122
	Isla Alao	141	156
	Isla Chaulinec	139	212
	Isla Apiao	164	236
	Isla Laitec	149	162
	Isla Cailín	114	163
	Isla Coldita	41	90
	Isla Acuy	19	31
	Isla Lin Lin	67	173
	Isla Taucolón	13	19
	Isla Teuquelín	5	13
	Isla Chaulín	33	42
	Isla Chelín	90	128
	Isla Cheniao	64	102
	Aulín	28	35
	Añihue	48	90
	Mechuque	114	195
	Butachauques	172	269
	Queullín	58	122
	Total	3,165	4,133
frontel®	Santa María	1,338	681
	Total	1,338	681
edelaysen®	Huichas	819	511
	Villa O’Higgins	1,364	415
	Amengual - La Tapera	614	336
	Total	6,985	2,879
Total		11,489	7,693



Medium-Sized Grids
Building on its strong commitment to energy accessibility, Grupo Saesa is part of in six medium-sized grids located in southern Chile.

Those grids with an installed generation capacity of less than 200 MW but greater than 1,500 KW are classified as medium-sized systems and are not connected to the National Power Grid.



Total energy sales (MWh):
225,239

Total customers:
64,441



GENERATION SEGMENT

The power generation business is managed primarily through its subsidiary STA II, in addition to backup power plants operated through its distribution companies.

Furthermore, the subsidiary Edelayesen generates, transmits, and distributes electricity through its involvement in medium-sized power systems. On the other hand, the subsidiary Saesa Innova has diesel power plants that provide services to customers that require a backup power plant.

A portion of the electric power generated by STA II is sold in the spot market of the SEN grid, managed by the National Electricity Coordinator (hereinafter, the Coordinator) through subsidiary SGA, the revenues of which correspond to sales of energy and power in that market. The remainder is sold to related companies (Saesa and Frontel) to supply medium-sized grids and off-grid systems. These are minor operations compared to the ones referred to above. Subsidiary SGA also sells energy through supply contracts with generation companies to supply its customers.

Subsidiary SAGESA Generación is a power generation company that operates from the Biobío Region to the Los Lagos Region. A portion of the power generated by this company is sold in the spot market through subsidiary SGA, and its revenues originate from the sale of energy and power in that market, and the remainder from sales to related entities (Saesa, Frontel, and Luz Osorno).

Company	Type of Technology	Installed MW	Power Plants #	Energy Generated 2025 (GWh)
Edelayesen	Hydropower	24,33	8	125,55
	Wind	1,8	1	3,78
	Diesel	43,6	19	91,55
	Solar	2,97	1	4,67
	Total	72,7	29,0	220,9
SAGESA Generación	Gas/Diesel	46	1	29,08
	Diesel	56	15	2,98
	Wind	0	0	0,00
	Solar/Panel	10	2	17,17
	Total	111	18	49
Frontel	Diesel	34,24	28,00	0,26
	Solar	8,69	10,00	7,88
	Total	43	38	8
Saesa	Diesel	19,732	29	0,27
	Batteries	0,12	1	0
	Diesel/Batteries	0,726	5	0,05
	Diesel/Solar/Panel	0,644	6	0,02
	Diesel/Solar/Wind	0,1135	1	0,01
	Total	21	42	0
Saesa Innova	Diesel	46,4	33	12,97
	Total	46	33	13
Luz Osorno	Diesel	1,6	1	0
	Total	1,6	1	0
Total Grupo Saesa		296	160	292



OTHER BUSINESSES



UNREGULATED BUSINESSES: MINING, ENERGY, AND CONSTRUCTION

In a competitive and demanding environment, the unregulated businesses operated through STN Minería and Saesa Innova stood out in 2025 for their comprehensive approach, focused on delivering energy solutions across the entire value chain: engineering, construction, maintenance, operation, and management of electrical infrastructure, including renewable energy projects. This model allows the company to position itself not only as a service provider but also as a strategic partner for the country’s key industries.

Mining: Consolidation in Large-Scale Mining and The Energy Transition

In 2025, through STN Minería, the company consolidated its presence in the mining power industry, leading the maintenance of high-voltage facilities that support nearly 70% of the country’s copper production. This performance is underpinned by highly specialized technical teams and an approach focused on supporting the electrification and decarbonization of mining.

The long-term relationship with top-tier mining companies, such as Collahuasi, and the award of a five-year maintenance contract with Minera Escondida, the world’s largest copper producer, reflect the company’s ability to deliver high safety standards, operational robustness, and technical solutions in highly complex environments.



Among the year’s highlights was the engineering and construction of the Trolley Assist system for CAEX trucks at Collahuasi, making STN Minería a pioneer in Latin America in the implementation of this technology. This solution enables electric trucks to operate at altitudes exceeding 4,800 meters, reducing emissions, and increasing operational efficiency, positioning the company as a leader in solutions that drive the mining sector’s energy transition.



As part of this positioning, the Annual Mining Seminar was held in 2025, focusing on decarbonization and titled “Energy with Purpose: Innovation and Efficiency for Sustainable Mining”, consolidated as a space for dialogue among industry, authorities, academia, and stakeholders in the energy sector.

Energy: Photovoltaic Solutions and Energy Storage

In the Energy business, through Saesa Innova, we continued to drive the development of large-scale renewable energy solutions. Over the past two years, we have built more than 60 MW of photovoltaic systems, both in industrial projects and in small-scale projects, establishing a solution that combines technology, efficiency, and safety.



Throughout 2025, photovoltaic projects progressed steadily, contributing to the reliability and sustainability of the electric grid. This development was complemented by a photovoltaic maintenance service designed to ensure the long-term operational continuity and performance of the facilities.



Additionally, the first battery energy storage system (BESS) was commissioned for an industrial customer in southern Chile, enabling the use of clean energy during peak hours and reinforcing the company’s role as an enabler of flexible and innovative energy solutions.



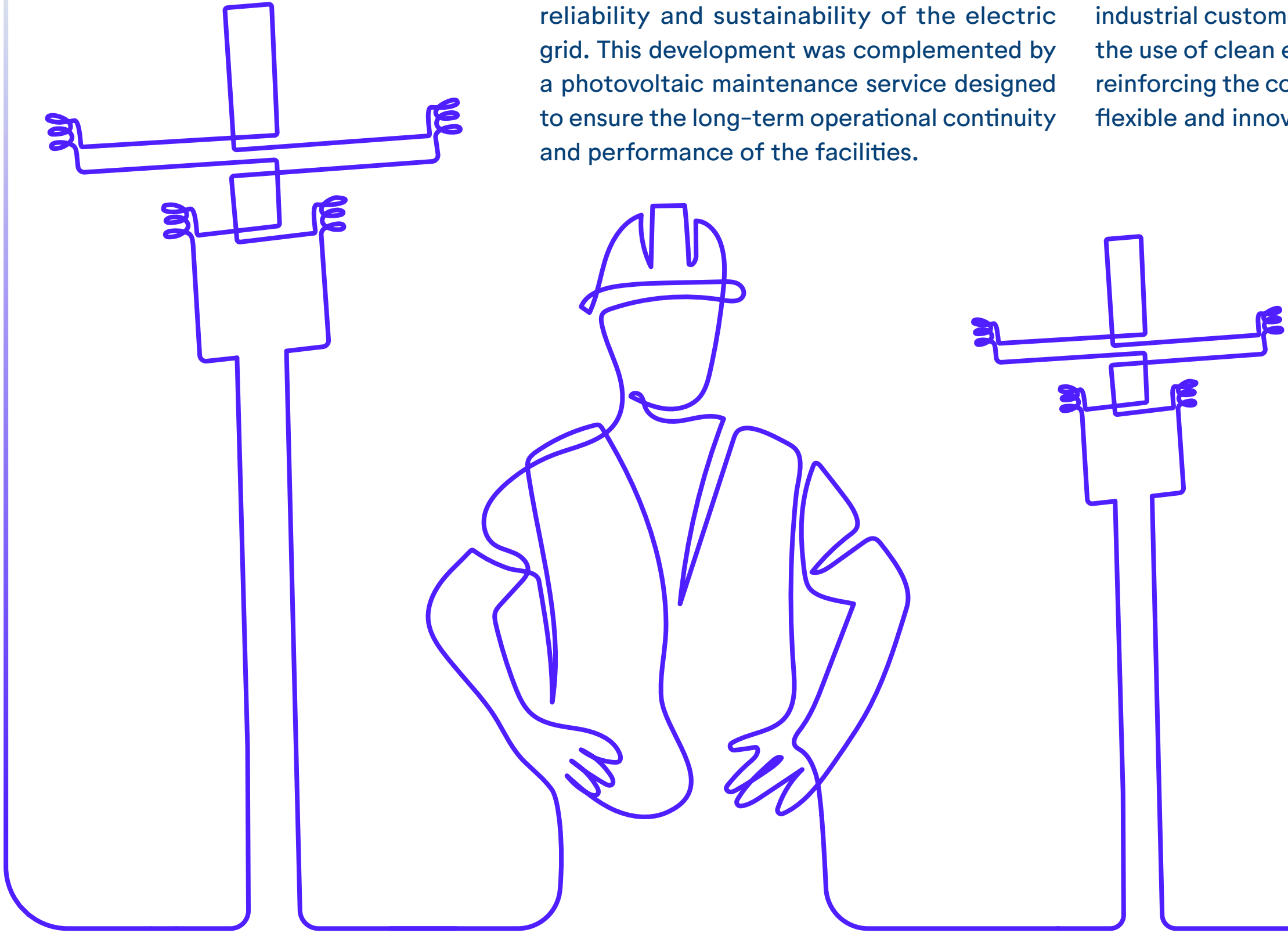
Electrical Contracting: Expansion and Comprehensive Solutions

In 2025, the electrical contracting division continued its expansion, tackling new challenges and supporting various industries with increasingly comprehensive solutions.

In the real estate sector, a highlight was the execution of electrification projects for Inmobiliaria Avifel, a long-term business relationship that has electrified more than 2,000 homes, with 9 projects completed and 5 currently underway.

In road infrastructure, the “Expansion and Rehabilitation of Route V-85 CR Longitudinal Route 5 – Calbuco” project improved a key road for local connectivity, incorporating 3.5 km of underground lines, 121 LED streetlights, and 6 LED floodlights, thereby raising safety and visibility standards. The project was developed in partnership with the Asfalcura—Icafal Consortium, with a focus on efficiency, innovation, and environmental impact.

These advancements were complemented by a 5-Star Safety rating awarded by the Chilean Chamber of Construction, reflecting the sustained efforts of the teams and a preventive culture embedded across all projects.

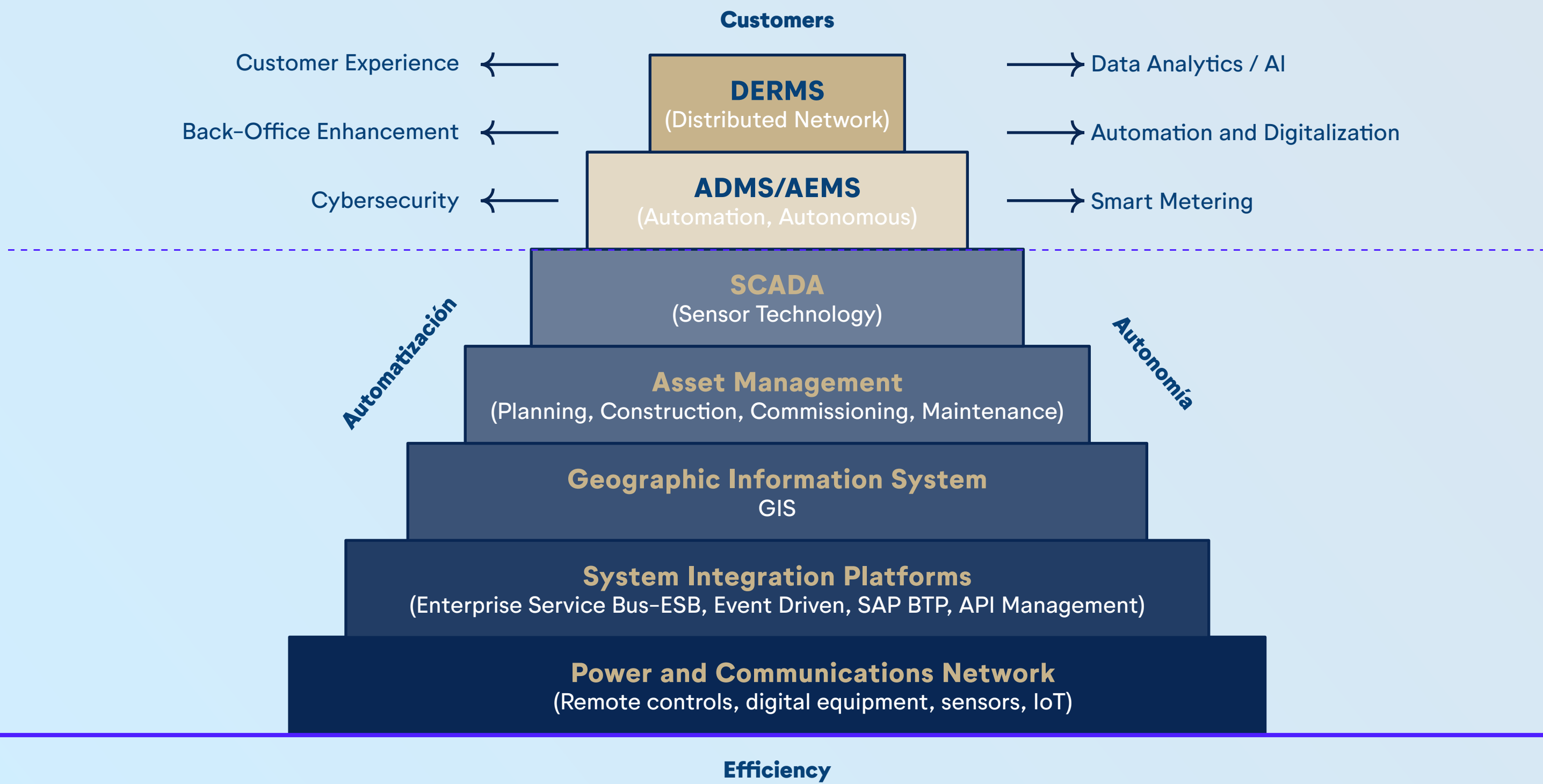


LEADERS IN INNOVATION AND CYBERSECURITY

Innovation and digitalization are key enablers for advancing the energy transition, particularly in Chile, where their impact is reflected in the optimization of operations, increased efficiency, and improved employee and customer experiences, along with strengthened reliability of the power grid. These elements are decisive for building a more sustainable and resilient energy model.

The incorporation of advanced technologies, such as smart grids, connected meters, and predictive management systems, enables more efficient resource management and facilitates the integration of renewable energy, contributing to a more flexible and reliable electricity supply. In this context, cybersecurity plays an essential role in protecting critical infrastructure, safeguarding the stability and continuity of service in an increasingly digitalized environment.

In recent years, management has moved toward a deeper integration of innovation and technology across various business lines, with a focus on digital transformation. This process aims to evolve toward a Smart Enterprise model, leveraging the opportunities offered by new technologies and industry trends, with the goal of effectively addressing the sector's current and future challenges and supporting the energy transition.



EXPECTED BENEFITS

- Reduction in SAIDI Network
- Optimization
- Customer Satisfaction
- 60% Reduction in Data Collection Usage Effort
- Reduction of Technical Losses
- Reduction of Non-Technical
- Mitigation of Risks due to Platforms Obsolescence

INNOVATION AND
CYBERSECURITY PROJECTS



Cloud Contact Center

Significantly improve operational efficiency and customer service quality, while ensuring greater flexibility and scalability to meet current and future challenges in the electricity sector. This project was defined in two phases, the first focusing on modernizing our contact center platform from an on-premise solution to the cloud, which was successfully completed in 2024. The second phase is to advance omnichannel and optichannel capabilities with a focus on delivering a better customer experience through the use of new technologies such as WhatsApp, virtual agents, voice analysis, and AI.

SAP Transformation – Migration to SAP S4/Hana

Transform our SAP system from SAP ECC OnPremise to the latest version of SAP S4/Hana in the Cloud using the new SAP RISE service model. This project was designed in three phases: 1. Migration from ECC to the Cloud using the SAP RISE support service, successfully completed in 2024. 2. – Discovery S4, which aimed to define the scope for migrating to the new version of SAP S4, successfully completed in the first months of 2025. 3.– S4 Migration, the final migration project, which begins in 2025 and ends in 2026.

SCADA (+Dx)

Implementation of a world-class platform for the operation and management of the electrical distribution system, with a focus on strengthening decision-making and supporting the energy transition. In addition, this project will generate synergy between distribution and transmission, as the same platform will be used for both lines of business. This project will be developed between 2025 and 2027.

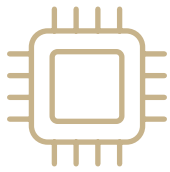


Cybersecurity Master Plan

The strategic cybersecurity plan is being developed in three phases. In the first phase, which has already been completed, a new risk matrix, a cybersecurity organization, and a control panel for real-time security monitoring were established. In addition, the staff awareness plan was improved and platforms were secured through vulnerability assessments.

In the second phase, which is currently underway, the findings from the previous phase are being corrected, protecting access to the IT network and OT integration. Another pillar of this phase is to monitor and control the OT cybersecurity infrastructure, establishing more restrictive access controls, such as Zero Trust technology. The Security Operations Center (CSOC) services, identity management, and data loss prevention are also being improved.

In the third phase, controls and a baseline for critical infrastructure will be defined, personal data protection policies will be established, and more rigorous access controls for privileged users will be implemented. In addition, new technologies for cloud security, secure development, and business continuity management will be implemented, while obsolete technologies will be upgraded and data loss prevention will be strengthened.



Artificial Intelligence

The Company is developing a portfolio of Artificial Intelligence projects aimed at creating value, with a focus on boosting productivity, improving operational efficiency, and empowering employees. These initiatives integrate advanced analytics and applied artificial intelligence to address specific business challenges and optimize key processes.

Key initiatives include:

1

AI Claims: implementation of artificial intelligence agents to handle customer claims, aimed at improving productivity and reducing response times. It is projected to go live in 2026.

2

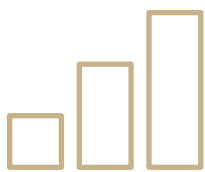
Generative AI and automatic dispatcher in the technical system: an initiative designed to reduce the burden of administrative and repetitive tasks in distribution control centers, optimizing dispatcher performance. Its implementation is scheduled for 2026.

3

IRIS Project: a solution based on the capture and analysis of field images using high-resolution cameras mounted on vehicles, which allows for asset inventory and the detection of anomalies in the low-voltage grid. A pilot was conducted in 2025 with positive results, and the deployment of two new units equipped with this technology in the concession area is projected for 2026.

4

Loss Planning and Control: an initiative aimed at identifying potential energy losses using artificial intelligence models and advanced analytics. This solution is operational in all concession areas, contributing to strengthening inspection and control processes.



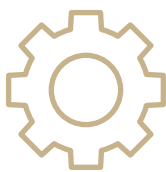
Transmission Asset Management Model + Valuation

Implement an analytics and artificial intelligence solution that allows us to manage transmission assets and their respective valuation. This project is currently underway and will be completed in 2026.



Business Processes – Disconnection and Reconnection APP

Implement a new disconnection and reconnection solution, focusing on improving our customers’ experience and the control and monitoring of equipment in the field. Project completed in 2025.



MDM Project

This project is part of the plan to modernize the platforms that support smart metering processes. The implementation of a new MDM (Meter Data Management) system allows us to guarantee the SM billing process with an increase in meter volume without affecting system performance and ensuring a single source of certified measurement information.

RIVING TRANSFORMATION IN ELECTRICITY DISTRIBUTION

Innovation is viewed as a cross-cutting enabler of business performance, aimed at improving operational efficiency, strengthening the system’s resilience, and supporting the evolution of the customer experience. In this context, internal capabilities and continuous learning methodologies have been developed to enable more agile, evidence-based decision-making. As of the end of 2025, the organization managed a portfolio of 59 initiatives, ranging from problem identification to effective implementation.

This approach incorporates an agile experimentation phase, based on MVPs and pilots, which allows for validating hypotheses, optimizing resource use, and reducing risks in early stages. Thus, only the initiatives with the greatest potential for value creation advance to scaling phases. Within this framework, artificial intelligence and analytics are integrated as key tools for solving specific business challenges, resulting in solutions such as:

1

Intelligent assistants and chatbots integrated into business processes, aimed at enhancing the customer experience and interaction management.

2

Optimization models for planning and managing field resources, designed to improve productivity and operational coordination.

3

AI and analytics in monitoring the electrical infrastructure, incorporating predictive capabilities that allow for anticipating events and guiding maintenance management.

4

Comprehensive data-driven management model for detecting and managing energy losses.



DEVELOPMENT OF INNOVATION CAPABILITIES

As part of strengthening innovation in distribution, initiatives were launched to develop internal capabilities and progressively foster an innovative mindset within teams—understood as an openness to change, combined with flexibility, agility, and a forward-looking vision—that enables new ways of addressing business challenges.



Distribution Innovation Hackathon: Talent in Action to Create Value

In 2025, the second edition of the Dx Innovation Hackathon (Dx-Hack) consolidated its position as a key platform for capacity building and cross-functional collaboration. In this edition, the initiative expanded its scope by incorporating new processes from the distribution company and strengthening the connection between departments in the face of real-world challenges.

The challenge centered on developing virtual assistants using Copilot Studio and Azure OpenAI, with a focus on creating MVPs applicable to various areas of distribution. This experience allowed teams to experiment with cutting-edge technologies in operational contexts, generating practical learnings that add value through internal talent and strengthen the organizational culture.

Solvers Program: From Problems to Solutions

The Solvers Program was launched in 2025 as an initiative that positions employees as active agents of change in the face of business challenges. The goal is to build a network dedicated to identifying and validating innovative solutions, providing them with tools, methodology, and the support of the Innovation Office to incubate proposals and transform them into concrete results.

Beyond technical projects, the program drives a cultural evolution that promotes the shift from diagnosis to action. By directly involving internal talent, it reinforces the idea that innovation arises when people recognize themselves as a fundamental part of the solution, generating a direct impact on distribution efficiency.

Training and Learning: Enabling New Ways of Working

Throughout 2025, the innovation training plan continued to strengthen skills and introduce new work methodologies for employees across various departments. The strategy combined specialized workshops with applied technical training, emphasizing the use of Python for data management and solution development.

These initiatives were complemented by external perspectives and digital platforms, totaling more than 2,000 hours of dedicated effort. This effort reflects a sustained investment in internal talent, consolidating more agile ways of working that are aligned with the business's technological challenges.

INNOVATION AWARDS

Second Place — Most Innovative Companies 2025 Ranking

The company took second place in the Utilities category in the Most Innovative Companies 2025 Ranking, an initiative that evaluates and compares the maturity of participating organizations' innovation capabilities.

This ranking focuses on measuring the degree to which innovation is integrated into companies' management and value proposition through a diagnostic model backed by technical expertise and academic validation, which assesses the systematic development of innovation capabilities. The result obtained constitutes external recognition of Grupo Saesa's progress in implementing innovation practices, processes, and capabilities, in line with the challenges of business transformation.



INNOVATION IN TRANSMISSION

In our pursuit of operational excellence, this year we consolidated innovation projects in Transmission that are fully aligned with the strategic goals of each of the departments that make up the Transmission Department.

These initiatives integrate efficiency, resilience, and optimization, positioning the innovation area as a strategic pillar that drives, together with the Transmission teams, the generation of value within the company.



Work in Innovation Cells in Operations and Maintenance

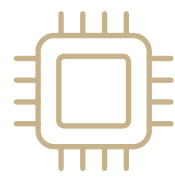
This year, the Transmission Operations and Maintenance (O&M) area has undergone a profound transformation in its work culture. The implementation of the Innovation Cells model has redefined how we address grid challenges, marking a fundamental evolution: we have moved from traditional, reactive innovation—driven primarily by immediate needs—toward a structured, methodical approach backed by technical-economic studies, fully framed within the Company’s formal innovation procedure.



The 19 innovation cells operate through multidisciplinary teams, under the strategic guidance of an innovation leader. This leader’s mission is key: to channel and translate technical and empirical knowledge into action, formalizing ideas and challenging the assumptions of the daily status quo. This analytical and collaborative synergy is specifically designed to anticipate and mitigate strategic risks, use internal resources efficiently, and, as a final goal, substantially improve the quality of the service we deliver.

Beyond performance indicators, this new structure and culture consolidate a profound shift in mindset.

By integrating procedural formality with the empowerment of leaders, Innovation Cells foster continuous improvement from the ground up. Thus, our specialists and technicians evolve from being executors to becoming the primary stewards of system reliability, ensuring a Transmission operation that is safer, more robust, and aligned with the Group’s future challenges.



Automated Engineering: Designing the Future with Intelligence

Digital Transformation is redefining how we conceive our infrastructure, which was traditionally built by hand, to now be produced through “Automated Engineering.”

This year, we reached a milestone by piloting an intelligent 3D model for substation design.

This innovative project is fully dynamic: it allows our teams to modify elements through a user-friendly interface, adapting a substation’s design to the needs of each project in a fraction of the traditional time.

The power of this tool lies in its integration and automation. By linking a 3D substation model with engineering “deliverables,” the system generates a large portion of the basic engineering work, including plans, elevations, and volume calculations for any project. This synchronization ensures absolute consistency, eliminates manual errors, and gives us the strategic advantage of bidding on projects

at short notice, significantly accelerating the evaluation of potential projects for the Transmission Division.

The strategic impact of this initiative lies in optimizing our human capital’s time and accelerating processes. By automating the work, we maximize the profitability of engineering hours, focusing talent on value creation, innovation in complex solutions, and risk management from the project’s conception.



Build Project: The Smart Ecosystem and the Evolution of Construction

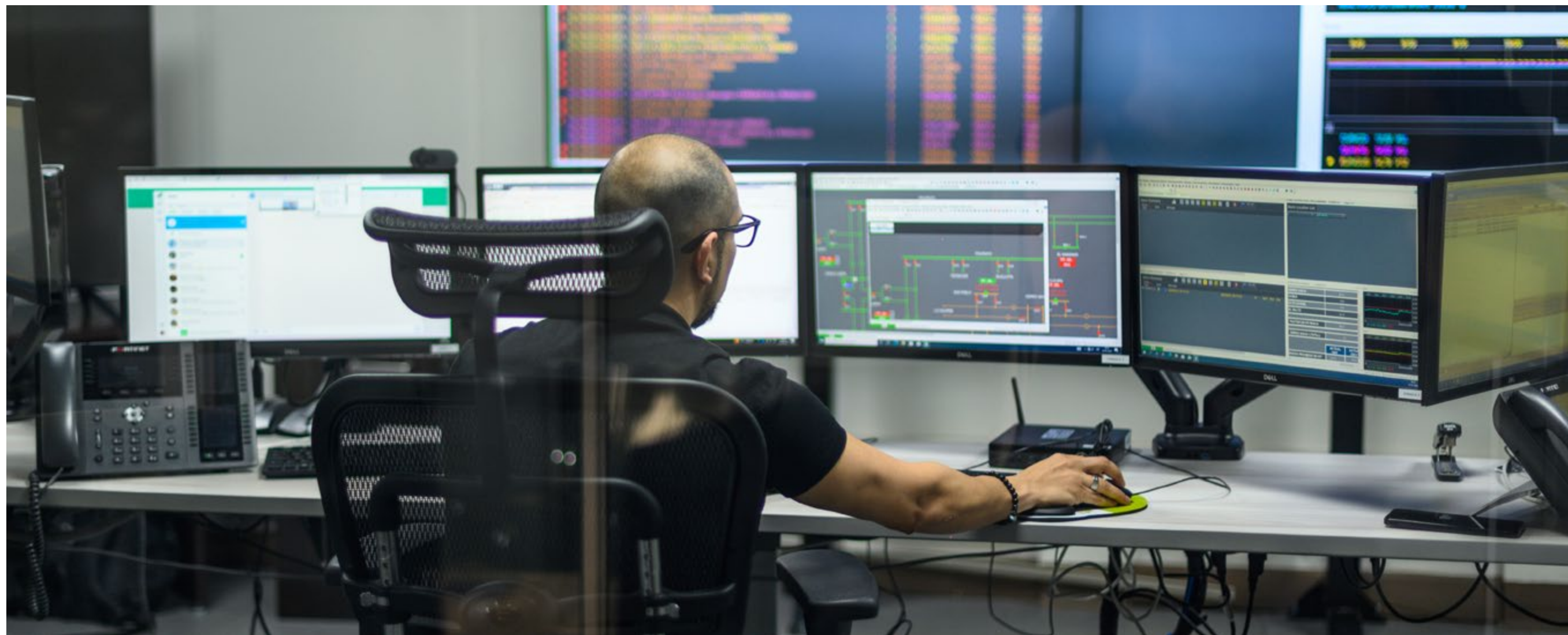
Just as the previous BIM methodology transformed the design of our engineering projects, Project Build represents its evolution and natural progression into the construction phase. Through the piloting of this platform, an extra layer of intelligence is added to asset management, ensuring complete traceability of on-site documentation and asset information. This initiative eliminates paper- and spreadsheet-based processes, enabling 100% digital tools—such as the Digital Construction Log and Automated Progress Tracking—to guarantee a transparent and traceable record.

The driving force behind this disruption is Autodesk’s collaborative cloud environment. This environment breaks down the historical silos in construction, unifying Project, OACC, Engineering, PMO, and Contractor teams. This integration enables a seamless, real-time connection between the field and the office. By using tablets directly on-site, teams interact with 3D site plans, digitally sign forms, and log issues that Engineering can view and resolve instantly, eliminating downtime and mitigating risks during execution.

At the management level, Build transforms the complexity of reporting from the field into an automated executive dashboard. The platform extracts data from the construction site to generate instant reports with strategic KPIs and autonomously manages deadlines for correspondence, RFIs, and contract traceability.

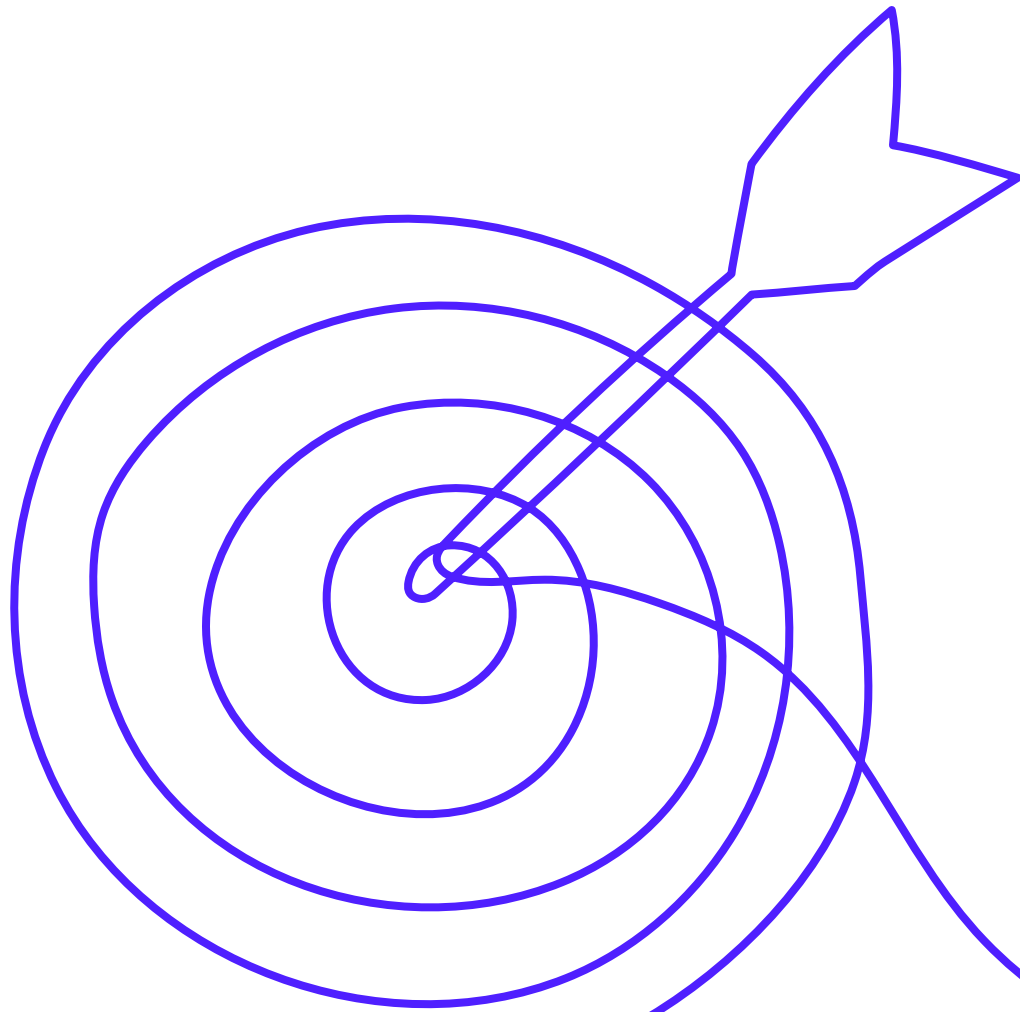
Finally, the definitive impact of this ecosystem lies in its direct connection to the Operations and Maintenance roadmap.

By automating the transfer of As-Built information from the construction phase to operations, Build lays the technological groundwork for integration with the O&M Digital Twin, thereby predicting behaviors and optimizing the asset lifecycle from its first day in service.



CUSTOMER FOCUS

In 2025, the Company consolidated its customer-centric approach, strengthening its customer service model and customer experience, along with its operational resilience and responsiveness in a context marked by weather-related contingencies and significant changes in the environment.



The year was marked by high-intensity weather events, primarily during the first half of the year, compounded by the nationwide blackout on February 25, which tested the resilience of operations and customer service processes. In this context, managing electricity-dependent and critical customers remained a priority, reinforcing capabilities that have been progressively strengthened over time. Following a highly demanding period, operations stabilized, processes were strengthened, and the approach shifted from a predominantly reactive model toward more proactive management, with a comprehensive view of the customer journey.

On May 25, 2025, a tornado was recorded for the first time in the city of Puerto Varas, preliminarily classified as an EF1 on the Enhanced Fujita Scale, with estimated winds between 138 and 178 km/h. The phenomenon, associated with an active frontal system, was described as unusual for the area and caused significant property damage, affecting homes, urban infrastructure, power grids, and commercial activities.

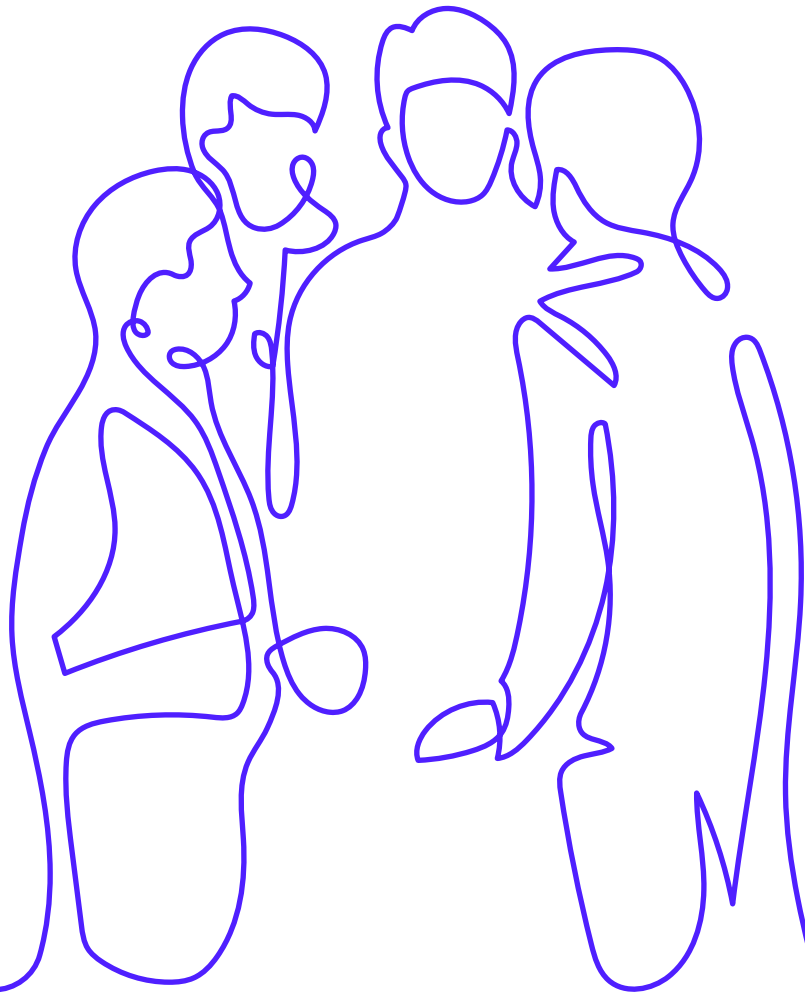
The emergency triggered protocols by the authorities and required an intensive operational response to restore power service. The event affected an area of approximately 83 hectares, with fallen trees and utility poles and damage to infrastructure in the downtown area. The mobilization of more than 122 crews and 350 people allowed for the restoration of 90% of the power supply in less than 15 hours, reflecting the system’s resilience and the coordination of teams on the ground.

This type of event has prompted reflection on the possible influence of climate change on the occurrence of extreme weather events in southern Chile, reinforcing the importance of having resilient power grids and timely response capabilities.

At the same time, rate increases posed a challenge to customer perception at the local and national levels. In response to this situation, communication plans and support initiatives were implemented to inform customers and mitigate the impact. As a result, there was a sustained improvement in satisfaction levels, reaching a historic annual average of 52%, with favorable performance compared to other distribution companies in the country.



TRANSFORMATION TOWARDS
A CUSTOMER-CENTRIC
EXPERIENCE



During 2025, the Company continued to advance the implementation of its “Relationship and Resolution” value proposition, as part of the transformation process initiated in previous years.

This approach enabled the consolidation of a more robust and integrated customer service platform, aligned with the challenges defined in strategic planning.

Significant progress was made in the digitization of customer service, with 55% of customer transactions now conducted through digital channels. Among the key milestones is the addition of the WhatsApp channel, whose implementation during high-demand weather events strengthened contact and response capabilities. This process was rolled out progressively, while maintaining personalized service options for segments that require them.

At year-end, the Company had more than 1,500 electricity-dependent customers, for whom it provides permanent backup power solutions, a dedicated customer service line, and a continuous monitoring system that ensures service commensurate with the critical nature of their needs.

In terms of service culture, significant progress was made, rising from 80% in 2018 to 89% in 2025, reflecting sustained efforts to embed a customer-centric approach throughout the organization. The Macro Customer Program was a key enabler of this result, notably through its expansion to include contracting firms and the strengthening of incident analysis and lessons learned related to the customer experience.

Likewise, in October 2025, the regulatory deadline for implementing the new supply connection processes was met, which allowed for a redefinition of how these requirements are handled. This progress directly impacted the experience of customers and electrical installers, a segment with which the relationship was strengthened through periodic training sessions, reaching more than 750 installers in the concession area.



BUSINESS PROCESSES

The Company continues the comprehensive review of business processes initiated in 2024, covering all stages from meter reading to account settlement and billing. This effort has allowed us to consolidate lessons learned and move toward greater standardization and efficiency in management, thereby enhancing service quality and operational transparency.

Among the year’s key achievements is the modernization of digital platforms, which optimized document delivery and the management of service disconnections and reconnections due to unpaid bills, improving process traceability. Additionally, the digital bill was consolidated, reaching over 500,000 enrolled customers, representing a significant advance in operational efficiency, digitization, and sustainability.

In parallel, progress was made in implementing artificial intelligence solutions applied to business processes, aimed at optimizing resource use both in the field and in the back office. These developments have contributed to improving operational efficiency and driving an evolution in business management, accompanied by training programs to strengthen team capabilities.

In the regulatory sphere, implementation of the requirements defined in the Technical Standard on Distribution published in May 2024 began in 2025. Among the most significant changes is the redefinition of the service connection and expansion process, incorporating new stages and requirements at the systemic level.

Regarding complaints, 42,000 cases were recorded in 2025, a figure lower than the 47,000 in 2024—a year marked by extreme weather events—though higher than the 29,000 in 2023, indicating an upward trend in recent years. The largest volume was concentrated in commercial cases related to tariff increases.

In response to this situation, a process to reengineer the complaint handling model was initiated during the year, incorporating standardized technical services for appliance damage, more agile solutions for technical complaints, the use of artificial intelligence in various stages of the process, and data-driven management.

This roadmap aims to strengthen response capabilities, with results expected to become evident in 2026.

MARKETING, SERVICES ACCESSIBLE TO ALL

With the goal of making people's lives easier and promoting the use of technological solutions, in 2025 the Company launched the "Energy That Connects Us" campaign, aimed at introducing customers to the digital services available to manage their electricity supply simply and securely.

In recent years, various digital channels and solutions have been promoted that allow customers to complete procedures without visiting an office, including the Virtual Office, the mobile app, online forms, the WhatsApp customer service channel, smart metering, and the revamped website. These tools have been designed with self-management, security, and 24/7 availability in mind, contributing to a more streamlined and accessible service experience. A study conducted in late 2024 showed that the main benefits valued by customers when using digital channels are the speed and convenience of the service, time and cost savings, the ability to pay bills on time, receive useful notifications, and access greater transparency in information regarding electricity consumption.

The communication strategy also acknowledges the unique characteristics of southern Chile, where factors such as climate, geography, and territorial dispersion influence customer needs. In this context, digitalization has established itself as a key tool for facilitating access to electricity services and strengthening relationships with communities.



RESULTS:

In terms of customer metrics, historic satisfaction levels were achieved in 2025, with an Overall Satisfaction rate of 52.1% and 60.1% in urban municipalities, exceeding the targets set for the period in both cases.

These results are also reflected in the National Customer Satisfaction Ranking. Although the report shows a decline in the perception of the electricity sector during the second half of 2025—from 31% in December 2024 to 21% in December 2025—the Company managed to maintain stable performance and even improve its position, rising from 44 to 45 points, in contrast to the decline observed among other distribution companies in the country.

During the year, the Company was also a finalist in the B2C Company with Best Customer Experience Strategy category and took first place in the CX Executive category, an award granted by the Center for Studies and Services (CES) at Adolfo Ibáñez University, standing out among more than 30 participating companies. In this latter category, Bárbara Boekemeyer was recognized, selected by a specialized jury for her leadership in customer experience management.



FINANCIAL PERFORMANCE

The Company’s EBITDA as of December 31, 2025, reached MM\$252,550, representing a 14.6% increase compared to the end of December 2024. Cumulative revenue as of December 31, 2025, totaled MM\$1,119,810, an increase of MM\$74,495 compared to the same period the previous year, equivalent to a 7.1% rise. This growth is primarily due to higher revenues in the Distribution business (MM\$76,908), Transmission (MM\$8,800), and Other revenues (MM\$2,739), which were partially offset by a decrease in revenues from Generation and Marketing (MM\$3,407).

As for physical sales in the distribution segment, these totaled 4,444 GWh as of December 31, 2025, representing a 0.1% decrease compared to the same period in 2024.

The number of customers in the distribution segment reached 1,087,371, representing a 3.1% increase as of December 31, 2025. The greatest growth occurred in the residential sector, with 29,484 additional customers compared to December 2024.

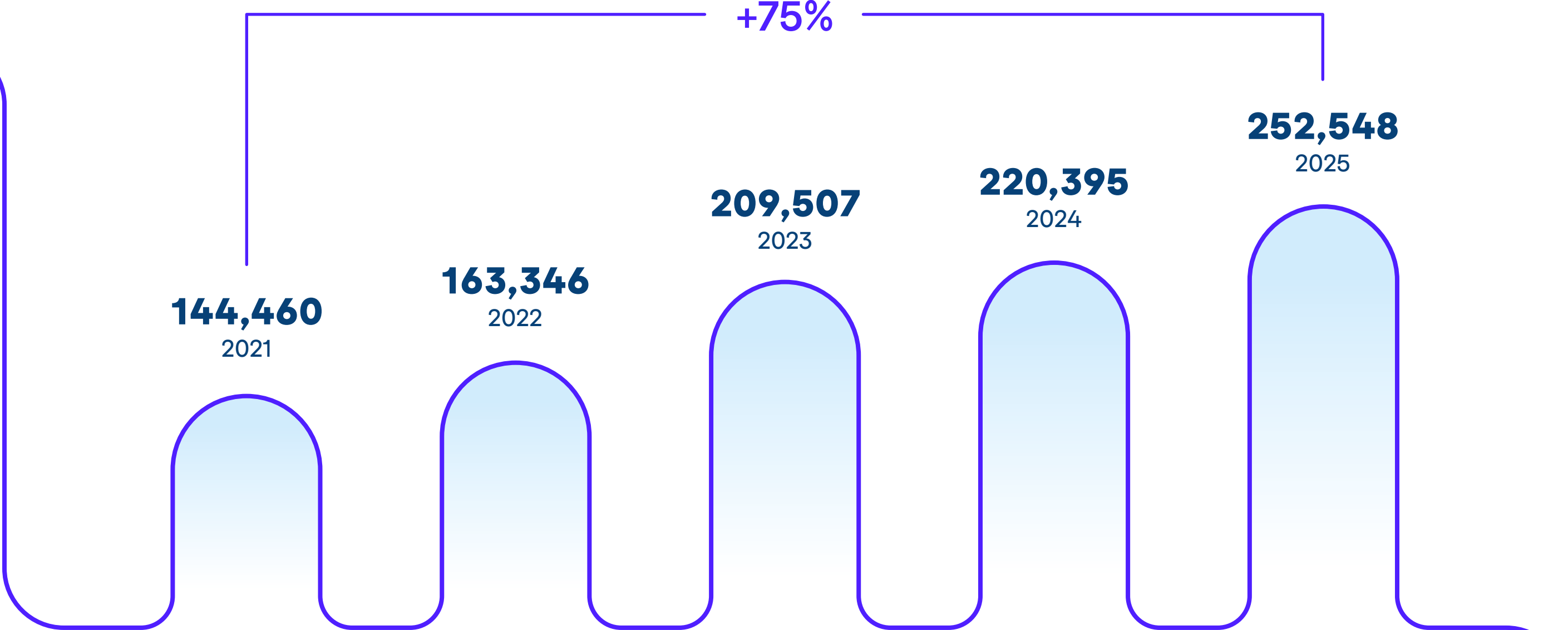
CAPEX investments as of December 31, 2025, reached MM\$277,697, an increase of 16.3% compared to the same period in 2024. This increase is attributed to new growth projects and system upgrades, along with asset renewal and risk mitigation.

INVESTMENT AND FINANCING POLICIES

The Company and its subsidiaries will pursue their development strategy by strengthening the current businesses, consolidating their position as distribution, generation and transmission company, within or outside its concession area, and continuously seeking new opportunities in the utility industry, sale of products and services associated to electric power distribution and transmission, and development of complementary businesses tapping into the companies’ extensive customer base in the south of Chile.

Investments are carried out based on strict financial, technical, and strategic decision-making criteria. The basic guideline every new investment is to meet is clarity in the legal framework of the intended activity. Financing sources are managed according to the long-term financial plan of the Parent, Subsidiaries, and Related Parties. Financial resources are obtained from own sources, traditional debt finance, private and public offering of securities and capital contributions, always based on stable structures and ongoing efforts to streamline use of the most advantageous products in the market.

EBITDA TREND (IN MILLIONS OF PESOS)
Last 5 years



PROPERTIES AND INSURANCE

In order to safeguard the activities of the industry in which it participates, the Company and its subsidiaries hold insurance policies according to the conventional practice of the electricity industry. Among the main types of coverage is general liability insurance for operations and property damage to third parties, which covers death, injury, and damage to third-party property in the course of business. Also included is an All-Risk policy, which covers business losses due to internal/external causes, machinery breakdown, and losses from business interruption; it includes Tx–Gx assets, buildings, inventory, and contents.

Vehicle insurance policies are in place for directors and executives, protecting them against lawsuits arising from decisions made in the course of their duties. Finally, the protection structure includes coverage against terrorism and political risks, safeguarding facilities and high-voltage lines against strikes, riots, or acts of vandalism.

POWER SECTOR REGULATION AND OPERATION OF THE POWER GRID

Grupo Saesa is a major player in Chile’s energy sector.

The Chilean electricity sector includes the generation, transmission, and distribution of electricity, which are carried out by the private sector, with the State performing a regulatory, supervisory, and subsidiary role. This means that companies have decision-making power over their investments, the marketing of their services, and the operation of their facilities, and are therefore responsible for the quality of the service provided in each segment, as stipulated in the sector’s regulatory framework.

In grids with an installed generation capacity equal to or greater than 200 MW, electricity sector actors operate in a coordinated manner, and this coordination is carried out by the National Electricity Coordinator (CEN). In Chile, the National Power Grid (SEN) covers the area between Arica and Chiloé.

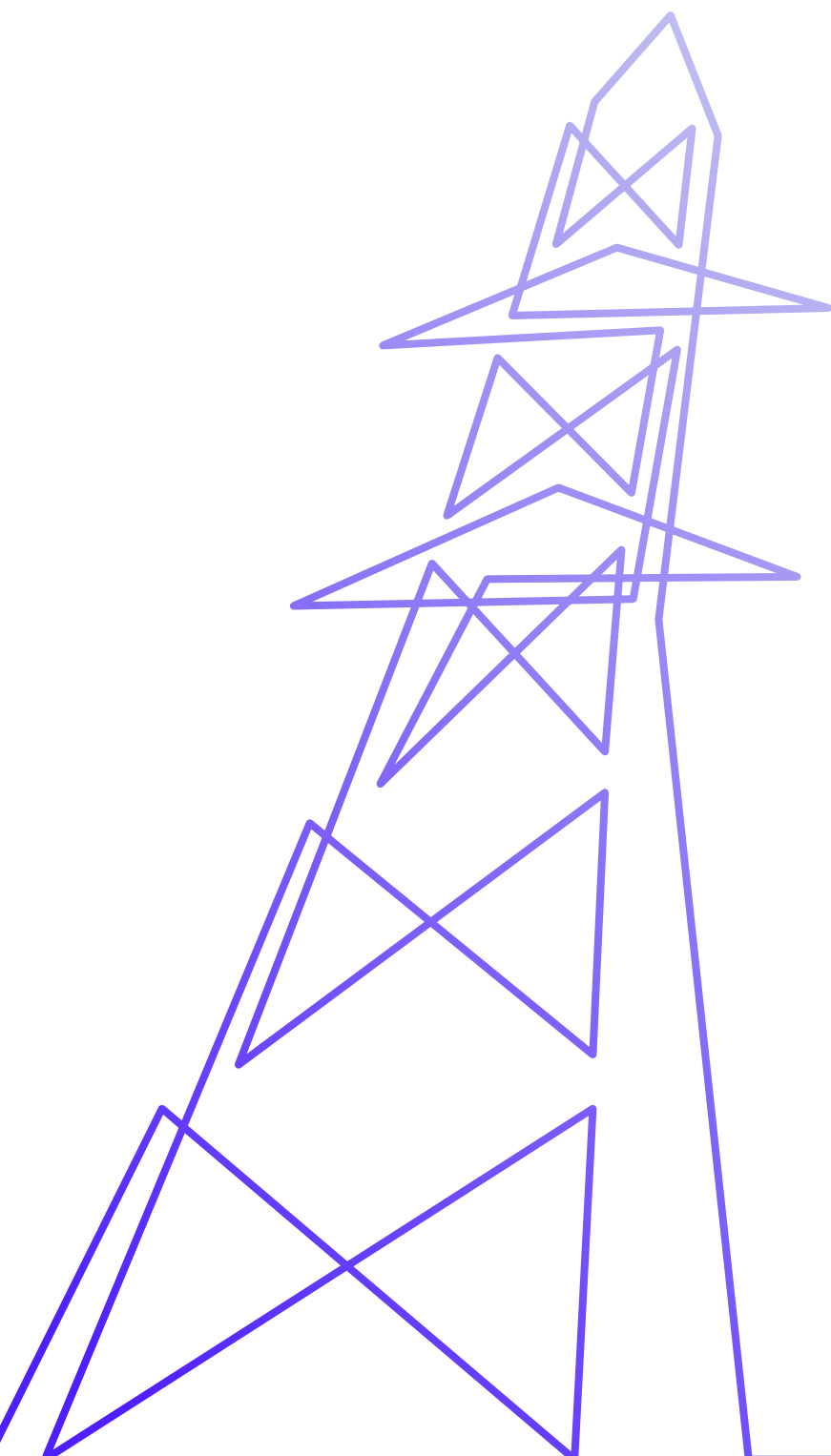
On the other hand, there are several medium-sized systems (SSMM) operated by vertically integrated companies (including the subsidiaries Saesa and Edelayesen), whose installed generation capacity is less than 200 MW, but greater than 1,500 KW, and which serve consumption in the regions of Los Lagos, Aysén, and Magallanes. Finally, systems with an installed capacity of less than 1,500 KW that are not connected to the SEN grid or to Medium-Sized Systems are classified as Off-Grid Systems, where Grupo Saesa has a significant presence in the operation of more than 30 off-grid systems.

TRANSMISSION SEGMENT

The transmission grids are classified in five groups, of which three have facilities qualified as such: National Transmission, Zonal Transmission and Dedicated Transmission, the first two being open access and with regulated tariffs.

In the case of dedicated transmission, access cannot be denied if there is available technical capacity, and transmission charges are governed by private contracts between the parties, except for those intended to supply users subject to price regulation, in which case the charges are regulated.

The information used to set toll rates is always publicly available. The billing system of the transmission companies is the sum of a tariff income plus a charge to end users. This system allows the owners of transmission facilities to recover and finance their investments in transmission assets and collect the efficient costs associated to operation of such assets. The transmission value can be regulated by the Regulatory Authority, determined in public tenders, or by private contracts between the parties.

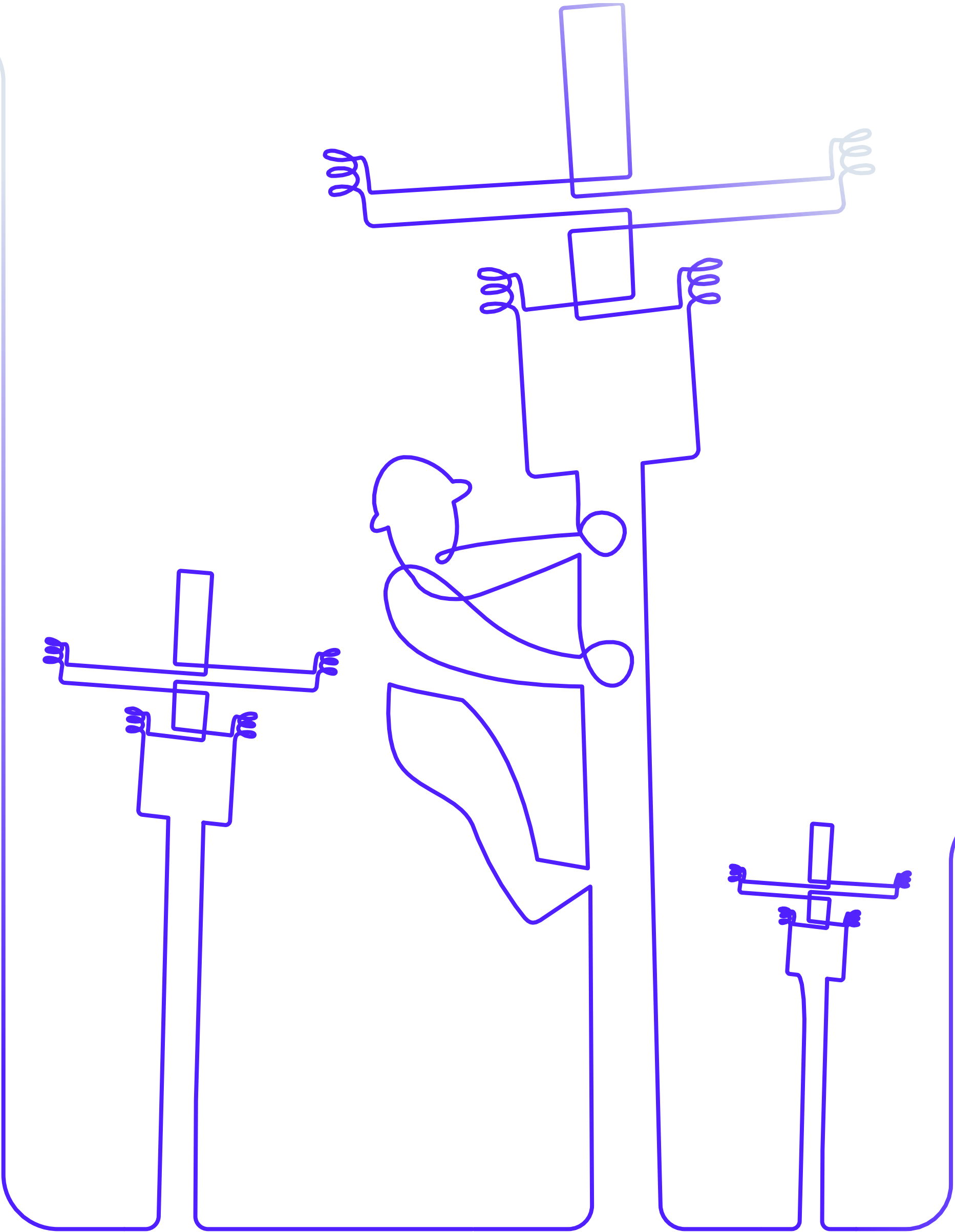


Transmission Grids

1	National Grid: This refers to the substations and transmission lines that are interconnected from Arica to Chiloé. They are economically efficient and necessary to enable the supply of the total demand under different scenarios of generation availability.
2	Zonal Grids: These are facilities interconnected to the power grid, primarily designed to supply current or future demand from regulated, geographically identifiable customers. They are generally located around and within the cities where distribution companies operate.
3	Dedicated Grids: Transmission lines and equipment intended primarily to supply electricity to unregulated customers or to evacuate the output of a single power plant or a small group of power plants. Transmission through these systems is governed by private contracts between the parties.
4	Transmission Grids for Development Hubs: Power lines and substations designed to transport electricity generated within a single development hub to the transmission grid, making efficient use of the national territory.
5	International Interconnection Systems: Consisting of power lines and substations designed to transport electricity to enable its export or import to and from power grids located within the national territory.

In September 2025, the CNE completed the approval process for the valuation of facilities commissioned between 2020 and 2023, whose values must be set by Tariff Decrees issued by the Ministry of Energy (MEN). This valuation process was conducted using as a reference the prices, surcharges, and operation and maintenance costs contained in MEN Decree 7T of 2022.

Additionally, the Valuation Process for facilities effective from 2024 to 2027 is currently underway. As of December 2025, Progress Report No. 2 is awaited from the consultants conducting the studies on National Transmission and Zonal and Dedicated Transmission. Once these studies are completed, the CNE must prepare and issue its Technical Report, which will be reviewed and subject to objections before the Panel of Experts, after which the respective Tariff Decree will be issued.



MID-SIZED GRID SEGMENT (SSMM)

Currently, Grupo Saesa operates in six (6) mid-sized systems, where, in accordance with current regulations, competitive conditions do not exist in the generation and transmission market. Therefore, generation and transmission costs are determined based on a study conducted every four years by the operating companies, which is then reviewed by the National Energy Commission to establish price levels, indexation formulas, and operating conditions, through a Technical Report that can be reviewed and challenged before a Panel of Experts, which will serve as input for the issuance of the respective Tariff Decrees by the Ministry of Energy (MEN).

In the SSMMs of Aysén, Palena, General Carrera, and Puerto Cisnes, operation and management are handled by the subsidiary EDELAYSEN, while in the SSMMs of Hornopirén and Cochamó, operation and management are handled by the subsidiary SAESA.

Medium-Sized Grid Rate Cases

The tariff setting process for medium-sized systems for the period November 2022–October 2026 concluded in October 2025 with the publication in the Official Gazette of the MEN’s Tariff Decrees, effective retroactively from November 2022, which also include the Puerto Cisnes medium-sized grid for the first time. Additionally, at the end of 2025, the CNE initiated the next SSMM Rate Case, covering the period November 2026–October 2030.

OFF-GRID SYSTEM
SEGMENT

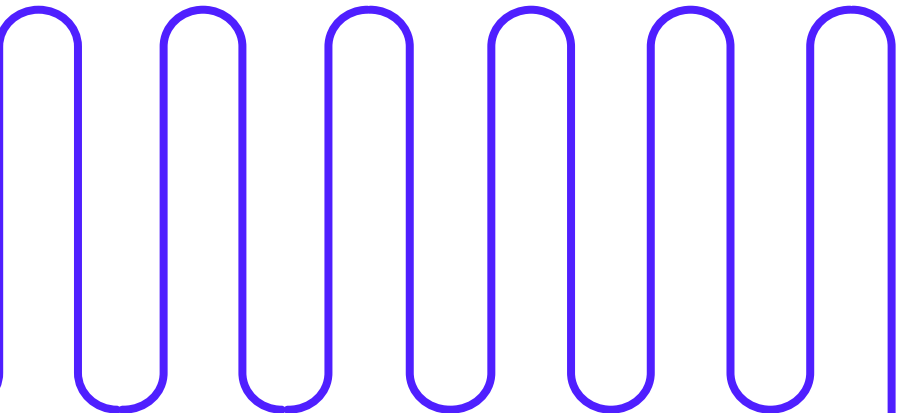
There is a group of systems disconnected from the SEN and the SSMMs, with an installed generation capacity of 1,500 kW or less, distributed in isolated areas across the national territory—both island and mainland—spanning the Biobío, Los Lagos, and Aysén regions, whose operation and management are handled by our subsidiaries FRONTEL, SAESA, and EDELAYSEN, as applicable.

Regulation of Off-Grid Systems

The technical and commercial quality conditions and tariff regime for Off-Grid Systems are defined in a document called a Tariff Agreement, signed between the electricity company and the municipality in which the Off-Grid System is located. In response to high supply prices—due to high supply costs and low consumption density—an Operation Agreement is generally signed between the electric utility and the corresponding Regional Government, which commits to financing part of the supply cost so that residential customers can pay their bills at price levels similar to those in nearby localities supplied by the SEN or SSMM.

GENERATION SEGMENT

Electric power generation is an activity characterized by open participation and the absence of a requirement to obtain concessions, except for the construction and operation of hydroelectric power plants. In Interconnected Grids such as the SEN, there are three main markets that differ both in the type of customers and in the type of rate applicable to each.



Large Customer Market	Wholesale Market	Distribution Company Market
Market segment corresponding to customers with an installed capacity in excess of 5 MW that freely negotiate tariffs with the generation company. Customers between 300 kW and 5 MW can choose to belong to the regulated or unregulated customer market and cannot change their tariff regime for four years.	Segment in which generation companies engage in transactions among them, either through contracts or sales at marginal cost.	This segment corresponds to all energy transfers between generation and distribution companies aimed to supply power to customers subject to regulated power prices (hereinafter, “regulated customers”). Thus, distribution companies become generation companies’ customers. The price at which energy is sold is set through open, transparent, and non-discriminatory tendering. Tariffs are usually set for a period of 20 years. Electricity sales prices are set at national bar level.

With regard to the market for regulated supply to distribution companies, in 2025 the CNE conducted two bidding processes for the first time, both of which were successfully awarded to Enel Generación Chile, as follows:

- **Process 2025/01:** The first medium-term tender, aimed at supplying the 2027–2030 period.
- **Process 2025/02:** The first short-term tender, aimed at addressing supply shortfalls in 2026.



DISTRIBUTION SEGMENT
According to the legislation, distribution is considered to be all power grids with a maximum voltage of 23 kV.

Distribution companies operate according to concessions under which territories are defined for each company, which in turn has the obligation to supply regulated customers under a maximum tariff structure combined with an efficient business model set by the regulator. Given access barriers to this activity primarily driven by strong economies of density, distribution companies operate as a natural monopoly.

Every four years, the National Energy Commission (CNE) sets the Distribution Added Value (DAV), as well as its indexation formulas, based on a process of classification of each of the companies in typical areas using economic criteria, such as population density, consumption density, and costs per unit of distributed power. A model company is simulated for each typical area, mainly considering operational standards and the characteristics of the demand and operating area of a reference company on which it is based.

With regard to the November 2024–November 2028 process, the study is being conducted by the same consultant as in the previous process (INECON), and the CNE is expected to issue its Technical Report in 2026, which may be reviewed and, if necessary, challenged by the distribution companies before the Panel of Experts.

For each DAV rate-setting process, the CNE must update the prices of Distribution Services Associated to Electricity Supply (SSAA) and the rate formulas for calculating Distribution Tolls. Regarding the Tolls, in September 2025 the CNE issued its Technical Report (TR) after the objections were resolved before the Panel of Experts. This TR will serve as input for the MEN to issue the respective Tariff Decree.

Regarding the SSAA, in October 2024 the CNE published the Technical Report on prices, based on which the companies filed disputes before the Expert Panel, which were resolved on March 31, 2025. Subsequently, in early July 2025, the CNE published its Technical Report incorporating the Panel’s ruling, which was later amended in early January 2026, and which will serve as input for the MEN to issue the corresponding Tariff Decree.

Pursuant to Law 21,194–19 of the Ministry of Energy, published in the Official Gazette on December 21, 2019, the discount rate for modeled assets is changed from 10% before taxes to a market rate set for each rate case, with a floor of 6% and a ceiling of 8% after taxes.

For both the November 2020–November 2024 rate case and the current process, November 2024–November 2028, the rate was set at 6% after taxes.

All customers, whether regulated or unregulated, connected to a distribution company’s grids must pay the DAV for the use of those grids.

The distribution company may offer the following types of services:



Sales to Regulated Customers
The tariffs that distribution companies apply to regulated customers are composed broadly of a node price, a transmission charge, and the DAV. The Node Price reflects the average cost of purchasing energy and power from the generation companies that were awarded the electricity supply bidding processes. This price is set twice a year through an Average Node Price Decree issued in January and July and published in the Official Gazette.

Transmission charges are calculated by the CNE based on the value of transmission assets and a projected demand. Finally, the tariff includes the DAV, which reflects the capital cost of the distribution assets of a model company, the variable costs of administration, maintenance and efficient operation, the fixed costs for billing and customer service, and the efficient losses.



Sales to Unregulated Customers or Toll Collection
The tariff charged to this type of customer is set between the corresponding supplier (which may or may not be the distribution company) and the customer, according to market conditions that include payment for the use of the distribution grids to which they are connected (DAV).



Other Services Associated to Distribution
In addition, distribution companies receive revenue from services related to the supply of electricity or provided in their capacity as public service concessionaires (“SSAA”), including meter rentals, pole-mounting services for telecommunications companies, and late-payment fees, among the most significant. Tariffs for these services are set every four years during every DAV rate case.





GENERAL OVERVIEW

The national electricity industry has been regulated since 1982, primarily by Decree with the Force of Law No. 1/82, known as the General Law on Electric Services (LGSE), and the implementing regulations of that Law. The LGSE establishes the general framework for the provision of electric power services, including generation, transmission, distribution, and retail sales. The regulations aim to ensure the safety, efficiency, continuity, and universality of electric power services, as well as to promote the sustainable development of the sector and the incorporation of clean energy.

Since its publication, multiple amendments have been made to the Law that have had a positive impact on the sector, encouraging the level of investment and regulating the process of obtaining contracts for the purchase of energy by the distributors to satisfy consumption. The latest amendments are listed below.



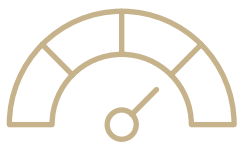
Fair Tariff Law and Local Generation Recognition

On June 15, 2016, the Fair Tariff Law (Law 20,928, which establishes equity mechanisms in electricity service tariffs) was approved, the purpose of which is to introduce equity mechanisms in electricity tariffs, such as:

Local Generation Recognition: A discount is established in the energy component of all regulated tariffs of the generation-intensive municipalities, which will be assumed by those users of municipalities that are not considered as generation-intensive.

This provides a signal of costs associated with electricity supply, compatible with the benefit provided by the municipalities that have installed generation capacity.

Residential Fair Tariff: It establishes that the difference between the average of the accounts at the national level and the highest account should not exceed 10% of the first. This measure is financed by all customers subject to price regulation.



Law Requiring Payment for the Household Connection and Meter in Cases of Force Majeure

Law 21,076 published on February 27, 2018 imposes on the distribution company the obligation to pay for the removal and replacement of the connection and meter in the event of disablement of facilities due to force majeure, and the remuneration of these facilities must be included in the tariff formulas.



Residential Generation Law

On November 17, 2018, Law 21,118 was published, which amends the General Law on Electric Services (LGSE) in order to encourage the development of residential generation companies.



Technical Standard on Distribution

On December 18, 2017, the first version of the Technical Standard on Service Quality in Distribution (NTCS-Dx) was published, establishing more stringent standards regarding the duration and frequency of power outages, commercial quality levels, product quality, and measurement, monitoring, and control systems (SMMC). However, these standards are enforceable gradually as their costs are reflected in distribution tariffs. Thus, as of late September 2018, following the publication of Tariff Decree MEN 5T/2018, the phase-in period for the requirements set forth in the new Technical Standard began.

Within the new regulations, the technical standard defines the requirement to install smart metering for end customers. As a result of public opposition to the meter change and its associated cost, the Ministry of Energy announced (April 29, 2019) that the switch to smart metering would be voluntary and that the amount charged to date in the tariff for this item would be refunded by the company. Refunds for the amounts in question began on August 26, 2019.

A new version of the NTCS-Dx was published on December 10, 2019, via CNE Exempt Resolution No. 763-19, refining certain aspects of the standard published in 2017. Subsequently, in April 2024, a new version of the NTCS-Dx was published via CNE Exempt Resolution No. 210-24, and in late 2025, the CNE included the revision of the NTCS-Dx in its 2026 Regulatory Plan, at least regarding aspects related to commercial quality.



Law that Regulates the Removal of Overhead and Underground Communication Lines

On August 20, 2019, Law 21,172 was published, amending the General Telecommunications Law. This law regulates the removal of overhead and underground lines when they fall into disuse, establishing a maximum removal time. In case of failure to do so in time, the municipality is responsible for it, sanctioning the owner company. After years of deliberation, the regulations implementing this law were published in March 2025, pursuant to Decree No. 176 of 2023, issued by the Ministry of Transportation and Telecommunications, which approves the Management and Maintenance Plan for Overhead and Underground Telecommunications Lines. This plan will require distribution companies to maintain an up-to-date registry of the use of their networks for the installation of telecommunications networks.



Law to Improve the Electricity Distribution Tariff Setting Process

Law 21,194-19 of the Ministry of Energy, published in the Official Gazette on December 21, 2019 generated major changes in the regulatory framework mainly in the distribution tariff setting process. The main changes are:

1

The fixed rate of 10% before tax is replaced by a market rate ranging from 6% to 8% after tax, set at 6% for the tariff processes November 2020 – November 2024 and November 2024 – November 2028.

2

Each tariff process must define at least four typical areas to represent the reality of electric cooperatives. For the current process, six areas were established, totaling 12 typical areas (double the number in the last tariff process in 2016).

3

Observations to and discrepancies with the technical documents of the rate case may now be filed with the Panel of Experts.

4

A single study supervised by a special committee, made up of four (4) representatives of the distribution companies, two (2) from the Ministry and two (2) from the CNE, thus discontinuing the earlier practice of two studies, one by the companies and the other by the CNE, with the results weighted by two thirds of the CNE and one third of the companies.

5

Profitability check: The profitability band changes from -4% +4% to -3% +2%, with a range between 3% and 8%, using the useful life of the model company for the check.

6

Greater citizen participation in the whole process.

7

The concession companies must be exclusively engaged in the distribution of electric energy.



Transitional Tariff Stabilization Law

Following the publication of Law 21,185 on November 2, 2019, which establishes a transitional mechanism for stabilizing electricity prices for customers subject to regulated tariffs, the prices that distribution companies may pass on to their regulated customers correspond to those set forth in Decree MEN 20T/2018 of January 2019, known as the Stabilized Price for Regulated Customers (PEC). This value is adjusted by the CPI starting in the second half of 2021 and remains the cap until 2025, provided that the balance payable to generation companies does not exceed \$1.35 billion. However, in June 2022 the amount of the balance was exceeded and the total contracted prices had to be transferred to the end customer.

In order to avoid abrupt increases for end customers, Law 21,472 was published on August 2, 2022, which creates a Tariff Stabilization Fund and establishes a new transitory mechanism for electricity prices for customers subject to price regulation. This law adds an additional charge to the tariff to pay for the fund, differentiated by consumption level. The fund is also supported by direct contributions from the Ministry of Finance. In turn, maximum rate increases for customers are determined based on their consumption range, with three tiers established: less than 350 kWh per month, between 350 and 500 kWh per month, and over 500 kWh per month. The Law contemplates that all balances will be paid in full by 2032.





Law on Electricity Supply to Power-Dependent Customers

Published on January 12, 2021, in the Official Gazette, Law No. 21,304 on the supply of electricity to power-dependent users. This law establishes the need to ensure continuous supply and the discount of the consumption of the equipment to which the user is connected on a continuous or transitory basis and which they require to compensate for the loss of a fundamental body function and without which they would be at risk of life-threatening or severe functional sequelae.

On May 9, 2022, the Ministry of Energy (MEN) published the Regulations for the Law via Executive Order No. 65, containing more specific provisions regarding registration to access benefits and the obligations of distribution companies.

In addition, the Superintendency of Electricity and Fuels (SEC) has established, through various guidelines, more specific conditions, and requirements for serving customers who rely on electricity.

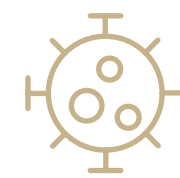


Exemption Resolution CNE No. 176/2020 – Single Line of Business

The Resolution and its subsequent amendments determine the meaning and scope of the obligation of public distribution service concession holders to have a single line of business for electricity distribution, which was imposed by Law 21,194, that reduces the profitability of distribution companies and perfects the electricity distribution tariff process, hereinafter the “Law.”

In accordance with the Law and the Resolution, public distribution concessionaires operating within the National Power Grid (SEN) must be organized as companies with an exclusive distribution business purpose and may only engage in economic activities aimed at providing the public distribution service. The Company has already implemented these requirements.

The exclusive business activity requirements allow for the provision of other regulated services within the SSMM, such as generation and transmission, while maintaining a separate accounting system. Therefore, generation and distribution within the SSMM remain under the Tax ID (RUT) of the subsidiary EDELAYSEN and/or SAESA, as applicable.



Law on Utilities due to Health Crisis – COVID-19

On August 5, 2020, Law 21,249 was enacted, which, on an exceptional basis, established the measures set forth therein to benefit end users of water, electricity, and natural gas services. This law stipulates that during the 90 days following its publication, the companies providing such services may not cut off the supply for late payment to the users indicated in the regulation itself, who were considered as vulnerable for these purposes.



Furthermore, it establishes that debts incurred by such users with the companies between March 18, 2020, and 90 days after the publication of the Act will be prorated into a number of equal and successive monthly installments determined by the customer, up to a maximum of 12, and collection will be deferred until the first billing statement issued after the 90-day period has elapsed, without fines, interest, or associated fees.

It was amended by Law 21,340, published on May 22, 2021, which extends the benefits until December 31, 2021 and the number of installments up to 48.

On February 11, 2022, Law 21,423 was published in the Official Gazette, which regulates the apportionment and payment of debts for potable water and electricity services generated during the Covid-19 pandemic, and establishes

subsidies for vulnerable customers. This law prorates in 48 installments without interest and with a limit of 15% of the average billing the debt incurred during the pandemic period (March 2020 to December 2021). The installment will be covered by a government subsidy and the debt not covered by the installments will be extinguished. Resolution 130/2022 of the Ministry of Energy was published on June 23, which approves the procedure for the payment of subsidies. The mechanism began operating in August 2022 and is expected to be completed in early 2026.

Regarding the debt not covered by the installments, in accordance with the Agreement signed between each distribution company and the Ministry of Energy (MEN), there is an unwaived portion that the Regulator must recognize and include in future DAV Tariff Processes, namely the one for the 2024–2028 four-year period, which is currently underway.



Law on Rural Sanitation Services

On February 19, 2024, Law No. 21,657 was enacted, amending the Electricity Law regarding Rural Sanitation Services (SSR). This Law eliminates the power charge for SSRs, significantly reducing their cost of electricity supply. The lower cost of the charge to SSRs will be borne by the other SEN customers.



Exemption Resolution 58 of 2024, issued by the Ministry of Energy

Published at the end of 2024, following a ruling requested by the Ministry of Energy from the Tribunal for the Defense of Free Competition to lower the installed capacity limit for qualifying as an unregulated customer from 500 kW to 300 kW, in accordance with the provisions of Article 147, paragraph d) of the LGSE.



Law on Medium-Sized Grids

Throughout 2025, Congress debated the bill that will refine the regulations governing Medium-Sized Grids (SSMM). The bill, which was finally approved in early January 2026 and is awaiting enactment and subsequent publication, incorporates changes to the regulation of SSMM in four main areas: (i) Definition and categorization of Medium-Sized Grids and Off-Grid Systems, (ii) Update of the planning procedure to promote the incorporation of renewable energy and storage, (iii) Extension of existing equity mechanisms, and (iv) Citizen participation and open access for the entry of new generation companies. Additionally, the implementation of this Law addresses certain aspects that must be incorporated into the Mid-2026 Average Node Pricing Process and other aspects, in preparation for the upcoming SSMM tariff process for the period November 2030–October 2034.



Energy Transition Law

Published at the end of 2024, Law 21,721 streamlines the implementation of necessary and urgent transmission expansion works for the power system, makes bidding processes more efficient, and provides mechanisms for reviewing the investment value (IV) of expansion works. In 2025, the Ministry of Energy (MEN) held discussions on the draft regulations, which are scheduled to be published in 2026.



Tariff Stabilization Law

Published in 2024, Law 21,667 amends various legal instruments on tariff stabilization in the electricity sector, with the aim of optimizing and clarifying the use and administration of the Tariff Stabilization Fund (FET) incorporated into the LGSE through Law 21, 472, as well as adjusting certain financial and temporary aspects related to the stabilization of electricity tariffs for regulated customers.

In addition, it enables the unfreezing of electricity tariffs by establishing the procedure for the issuance and entry into force of Average Node Price tariff decrees, including deadlines and a process for comments by supply and distribution companies, as well as establishing changes for distribution concession holders, detailing how price levels associated with distribution costs resulting from the November 2020–November 2024 tariff process should be updated.

Finally, it establishes a temporary subsidy for the payment of electricity consumption for residential users during the years 2024–2026, together with the corresponding financing and the process for its application.



REGULATORY, OVERSIGHT AND COORDINATING AGENCIES

The national electricity industry is primarily regulated by government agencies, notably the National Energy Commission, the Ministry of Energy, and the Superintendency of Electricity and Fuels, whose functions include supervisory, regulatory, and coordinating roles.



1

National Energy Commission (CNE, as per Spanish acronym):

The CNE is primarily responsible for the proper functioning and development of the national energy sector. Specifically, the CNE is responsible for designing the sector's regulations and calculating tariffs. Additionally, it acts as a technical body and reports to the Panel of Experts when discrepancies arise among the members of the CEN or when there are differences in the pricing processes, among other matters.

2

Superintendency of Electricity and Fuels (SEC):

Decentralized agency responsible for overseeing and monitoring compliance with laws, regulations, and technical standards relating to the generation, production, storage, transportation and distribution of liquid fuels, gas, and electricity.

In addition, it grants provisional concessions and verifies the quality of the services provided.

3

Ministry of Energy (MEN):

Institution created in 2010 in charge of setting node prices, transmission and zonal transmission tolls and distribution tariffs. It also grants the definitive concessions, subject to a report from the SEC. The general objective of the Ministry of Energy is to prepare and coordinate plans, policies, and regulations for the proper functioning and development of the sector, ensure compliance, and advise the government on all matters related to energy.

Institution created in the Transmission Law, which has the following functions:

- To preserve the security of the service;
- To guarantee the operation at minimum cost of all the facilities that comprise the system;
- To guarantee access to the transmission facilities to supply the final customers (distribution companies or unregulated customers).

Institution created in 2004 by Law 19,940, with strict and regulated competence. Its function is to pronounce, by means of binding opinions, on those discrepancies and conflicts that, in accordance with the law, arise in connection with the application of the electricity and gas services legislation that the electricity companies, gas services companies, and other authorized entities submit to its knowledge.

4



GRUPO SAESA'S TEAM AND CULTURE

- 092** Integration of Culture in the Strategy
- 094** Workforce
- 094** Diversity, Equity, and Inclusion (DEI)
- 100** Staff Development and Training
- 102** Quality of Life
- 108** Labor Relations
- 109** Occupational Health and Safety

GRUPO SAESA’S TEAM AND CULTURE

The Company is undergoing a transformation process aimed at raising service standards and strengthening customer relationships, incorporating innovation and digital technologies to optimize the user experience and respond to an increasingly demanding environment.

This approach improves operational efficiency and reinforces a customer-focused management approach.

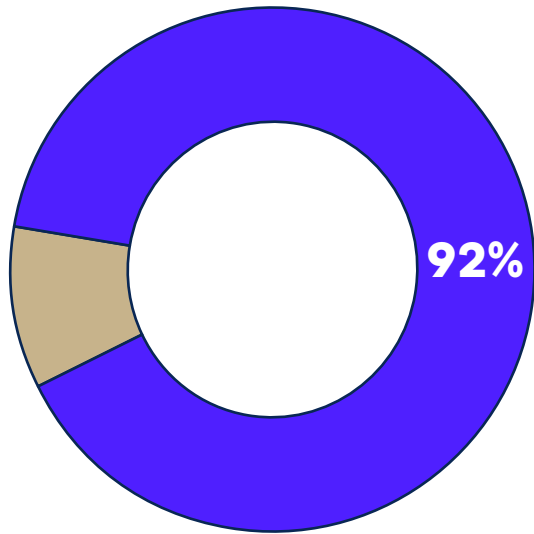
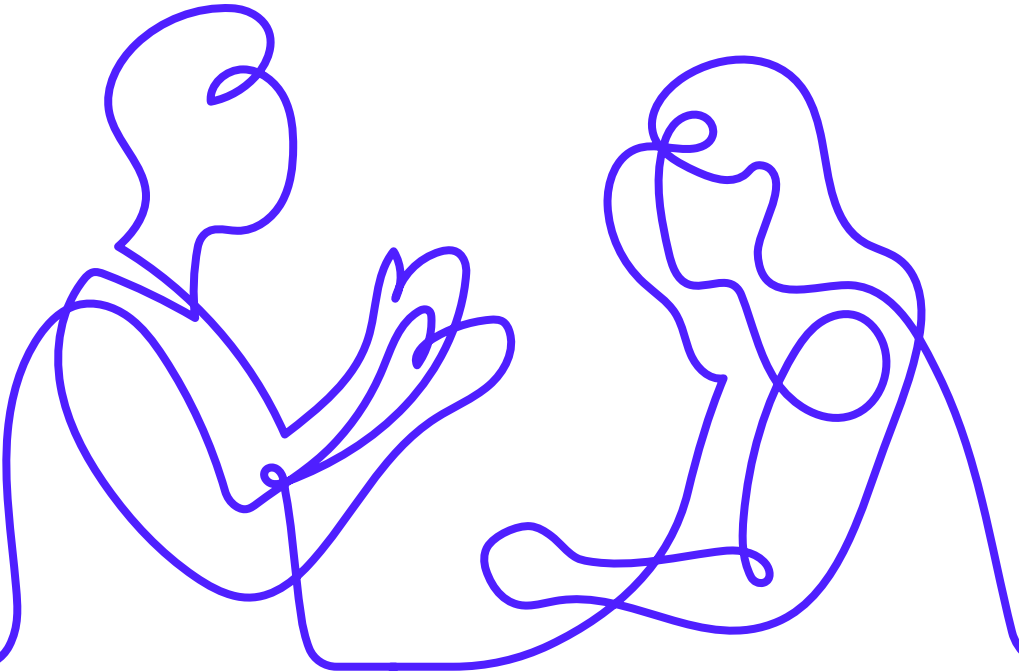
In line with its long-term planning and its role in the electricity sector, management integrates best operational practices and a close relationship with local communities, promoting work environments that foster the well-being of employees and contractors, and operations focused on customer satisfaction and continuous service improvement.

Management is structured around a clear framework of strategic objectives and priorities, which guides decision-making and execution, consistent with the ethical and cultural principles that underpin the organization’s work, as detailed in the relevant chapters.

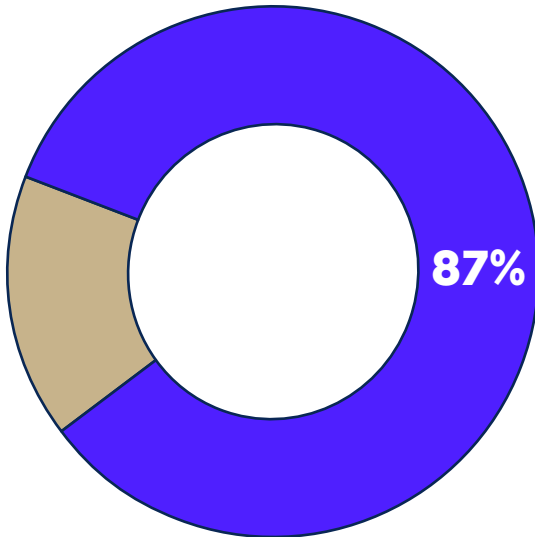
In this context, the organization has reinforced a shared purpose oriented toward connecting with and positively transforming people’s lives, reinforcing the meaning of daily work and its impact on customers, communities, and society.

The Strategic Plan for 2030 defines the course of this transformation process, structured around strategic initiatives that seek to prepare the Company for the future challenges of the electricity sector.

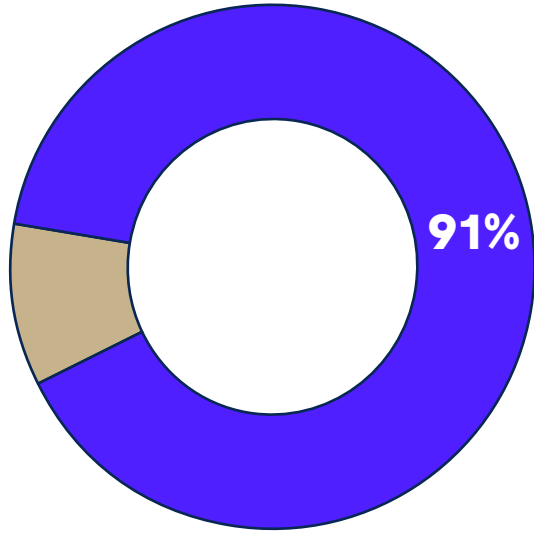
To advance these objectives, a modern and inclusive culture is promoted, where human talent is the primary driver of change. The focus is on strengthening agility, innovation, and adaptability, fostering teams with a commitment to service, a vision for the future, and an awareness of their social role, as key elements for transforming strategy into concrete and sustainable results.



92% of employees are happy in their workplace.



Employee engagement stands at 87%.



91% of employees feel proud when they tell others that they work at Grupo Saesa.

Below are the main KPI's and progress in 2025:

Recognition

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Place in GPTW Ranking	2	2	1	3	3	5	3
Internal Work Environment Survey	90%	92%	92%	89%	89%	85%	89%
GPTW	89%	93%	91%	90%	89%	88%	91%
Work Environment Survey – Contractors	81%	84%	84%	81%	81%	82%	82%

Thanks to a human-centered culture, the company ranked third in the 2025 Great Place to Work® (GPTW) rankings—based on the 2024 analysis—which highlights the best companies to work for in Chile. This is a great achievement for the more than 2,000 employees of Grupo Saesa, which since the beginning of its participation in the GPTW ranking in 2013 has been climbing after year and even attained first place in 2022.

That same year, the Company was ranked among the top 6 Chilean companies, placing 64th in Latin America, at the event organized by Great Place To Work in Buenos Aires, Argentina. This recognition not only reflects business success but also highlights the importance of the work environment and the well-being of our employees.

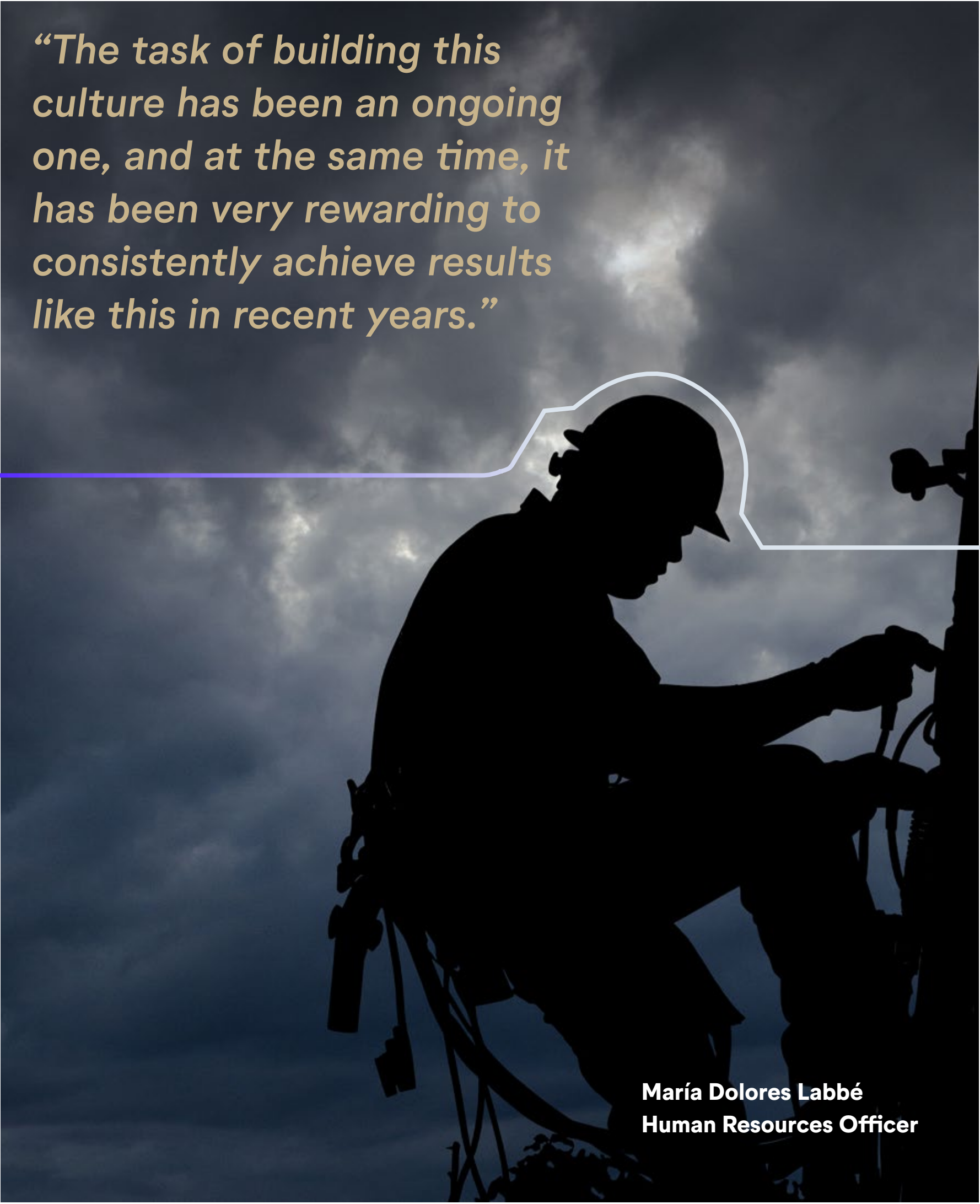
Additionally, the company ranked 10th in the GPTW Chile Ranking, in the Best Workplaces for Women category. For several years now, Grupo Saesa has been committed to increasing women’s participation in various roles, promoting their career development, and facilitating their advancement within the company. This is partly due to the implementation of the Diversity and Inclusion Policy, which promotes the presence of women in leadership positions, such as officers, managers, and even directors. Undoubtedly, this is recognition of the great work done every day to be and remain a great place to work.

With the goal of strengthening a customer-centric, rigorous, and efficient culture, Grupo Saesa’s cultural evolution was driven forward, fostering innovation, the incorporation of new tools, and the development of approachable, inspiring, and transformative leaders. The process moved from reflection to action through

Cultural Hacking, a collaborative methodology aimed at generating real changes in the way we work, lead, and interact.

Through four workshops that brought together more than 50 people from different positions, areas, and regions, 69 initiatives were developed based on small, intentional, simple, and actionable changes with a positive impact on the organizational culture. This process identified key opportunities to strengthen a culture of service, efficiency, and care for people, as well as a modern perspective aligned with future challenges, while also highlighting the fundamental role of leaders in driving these initiatives and actively supporting cultural evolution in day-to-day operations.

“The task of building this culture has been an ongoing one, and at the same time, it has been very rewarding to consistently achieve results like this in recent years.”



María Dolores Labbé
Human Resources Officer





WORKFORCE

At the close of accounting period 2025, the Company had a workforce of 2,270 employees, who promote innovation and talent retention with the goal of fulfilling the mandate to provide safe, resilient, and affordable energy to its customers. Of this total, 19% are women.

The average seniority per employee is 7.78 years (8.13 for women and 7.70 for men).

DIVERSITY, EQUITY, AND INCLUSION (DEI)



In 2025, Grupo Saesa consolidated its Diversity, Equity, and Inclusion (DEI) strategy, moving from an initial implementation phase to a phase of strengthening and maturity. Amid organizational and social transformations, DEI reaffirmed itself as a strategic enabler of performance, sustainability, and the quality of work environments, becoming fully integrated into the Company’s management and decision-making processes.

With the vision of becoming a national benchmark for inclusion and respect in the energy sector by 2030, the Group strengthened the strategic role of its DEI Committee and updated its Institutional Policy. This allows for prioritizing actions and exercising cross-functional leadership that reaffirms diversity and equity as pillars of management and continuous improvement throughout the organization.

In the field of organizational culture, 12 awareness-raising sessions were held, addressing key topics for a more conscious and inclusive culture, with high participation and positive feedback from employees. These sessions reached 775 people, with an average rating of 4.88 on a scale of 1 to 5. Additionally, 16 workshops were implemented for leaders across the region, promoting dialogue and reflection within local teams. The initiative reached 374 people, with an average rating of 4.8 and a 19.5 percentage point increase in the level of learning.

In terms of attracting diverse talent, Grupo Saesa participated in external networking and employability events, such as Expo Inclusión, Expo Talentosas, and the OMIL Osorno Inclusive Job Fair, strengthening access to diverse talent and the Company’s positioning as an inclusive employer.

Additionally, Talent Attraction and Development processes were reviewed, incorporating a DEI perspective through cultural hacking initiatives. As part of measurement and monitoring, a DEI survey was administered to the workforce, achieving a participation rate of over 60%, which allowed for the identification of progress, gaps, and opportunities, providing relevant evidence for decision-making.

The DEI strategy is organized around four priority areas, which guide the actions carried out during the period.

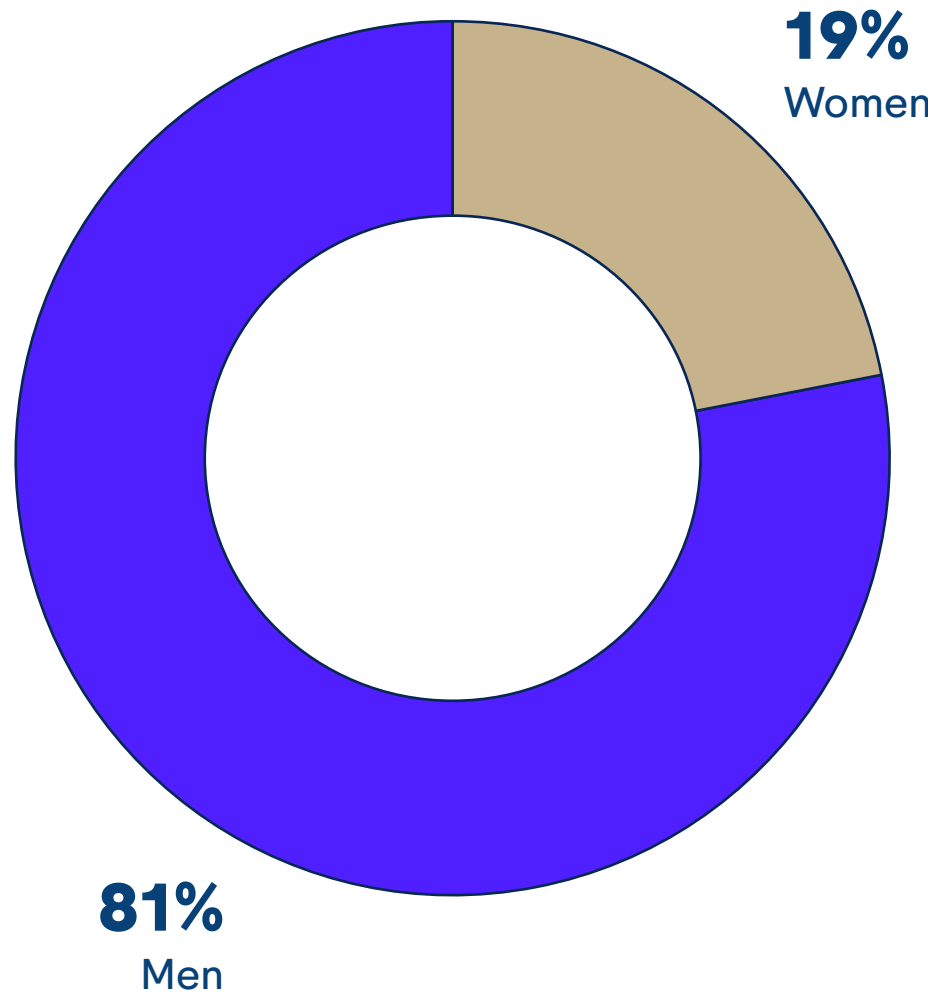


1. GENDER EQUALITY

In 2025, Grupo Saesa strengthened its initiatives aimed at promoting gender equality and the development of female leadership, along with awareness-raising and training initiatives targeting different levels of the organization.

In terms of female talent development, the Company continued to promote programs and strategic partnerships. Through Inspiring Girls, early STEM interest was fostered through visits to nine educational institutions, reaching 335 girls. Twenty-five women from the organization participated in the Laboratoria+ program, strengthening their technical and employability skills. Additionally, four women participated in Women in Energy, including a contractor who received a scholarship from Grupo Saesa.

In the training sphere, 16 equitable leadership workshops were conducted, with the participation of 374 individuals in leadership roles, achieving an average rating of 4.8 (on a scale of 1 to 5). These sessions led to a 19.5 percentage point increase in the level of learning, demonstrating significant progress in the understanding and application of inclusive leadership practices. In addition, four talks on gender equity were held, reaching 190 people and receiving an average rating of 4.9.



At the end of the fiscal year, 24% of the Company’s women held leadership positions, reflecting sustained progress in female participation in positions of greater responsibility. Total female participation reached 19%.

Total gender breakdown table:

Company	Female	Male	Total
EDELAYSEN	17	93	110
FRONTEL	103	363	466
Luz Osorno	7	19	26
SAESA	197	530	727
SAESA Innova	25	55	80
SAGESA	0	1	1
Sociedad Generadora Austral S.A	1	1	2
STN	27	520	547
STS	49	262	311
Grand Total	426	1844	2270

Total leader gender breakdown table:

Company	Female	Male	Total
EDELAYSEN	4	30	34
FRONTEL	32	114	146
Luz Osorno	0	4	4
SAESA	42	191	233
SAESA Innova	9	20	29
SAGESA	0	1	1
Sociedad Generadora Austral S.A.	0	0	0
STN	0	40	40
STS	17	58	75
Grand Total	104	458	562



2. INCLUSION OF PEOPLE WITH DISABILITIES



Benefits and Institutional Support

As part of our commitment to inclusion and accessibility, we maintained the benefit of one annual day off for processing disability credentials, facilitating access to this administrative process and reinforcing our support for people with disabilities.



Internal Management and Team Support

During the year, efforts with the network of 7 inclusion managers were consolidated, strengthening regional coordination and support for work teams across the organization’s various contexts. In the 2025 DEI Survey, 72.73% of people with disabilities reported perceiving equal opportunities within the Company, which reinforces the relevance of the actions implemented and the need to continue this approach.



Accreditation Process and Reasonable Adjustments

The Company continued to strengthen its accreditation process, which adopts a comprehensive approach aimed at facilitating the inclusion and workplace performance of people with disabilities. This process includes individual support, the development of functional profiles, job analysis, and the evaluation of reasonable adjustments, enabling a proper alignment between individuals, their roles, and work environments, while also promoting sustainable inclusion aligned with the organization’s needs.



Distribution of Types of Disability Present in the Company

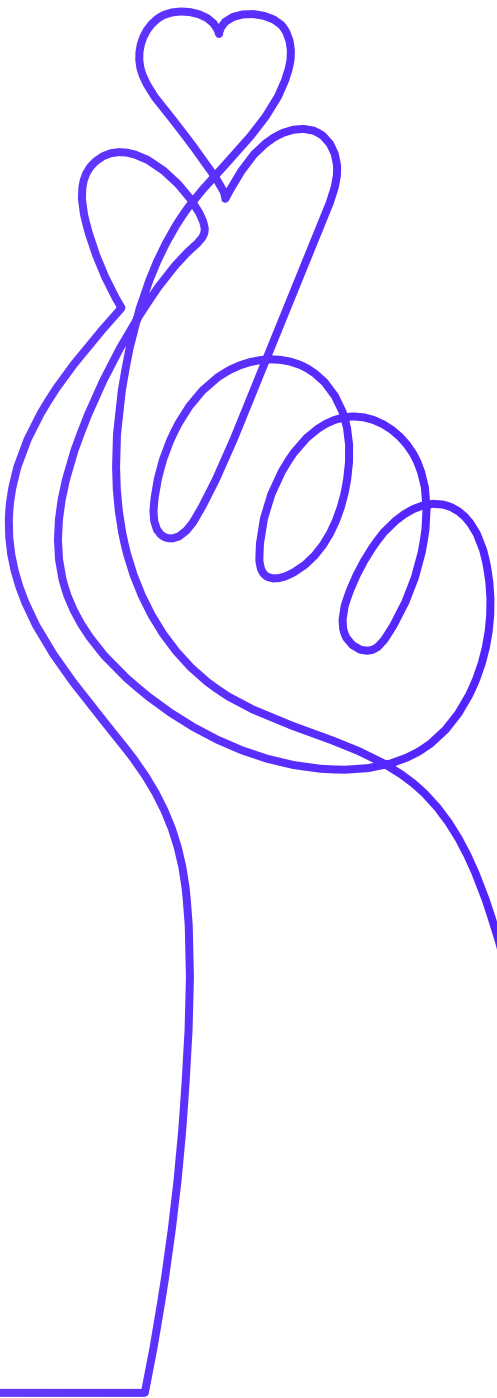
Type of disability	SAESA	FRONTEL	EDELAYSSEN	STS	STN	Total General
Physical	7	5	0	2	2	16
Sensory (Hearing)	1	0	1	1	1	4
Sensory (Visual)	0	2	0	0	1	3
Mental	0	0	0	0	1	1
Total	8	7	1	3	5	24



Regulatory Compliance and Inclusive Hiring

In 2025, Grupo Saesa maintained a level of regulatory compliance that exceeded the requirements of current legislation regarding workplace inclusion. At the end of the period, 1.06% of the workforce consisted of people with disabilities, reflecting the Company’s sustained commitment to effective workplace inclusion and the creation of opportunities on an equal footing.

This progress reflects a management approach focused not only on legal compliance but also on integrating inclusion as a key component of the organizational culture.





3. INTERCULTURALITY

Workforce Composition and Cultural Diversity
In 2025, 2.3% of Grupo Saesa’s workforce consisted of migrants from Venezuela, Argentina, Colombia, Peru, Ecuador, Spain, and Haiti. This diversity of cultural backgrounds brings different perspectives, experiences, and career paths, enriching work teams and strengthening organizational cohesion.

Additionally, 10.36% of employees identified as members of indigenous peoples, with 97% of them being Mapuche or Huilliche, consistent with the territorial context in which the Company operates.

This composition underscores the importance of adopting an intercultural approach that recognizes and values the identities present within the organization.

Promotion of the Intercultural Approach
During the year, Grupo Saesa developed awareness-raising initiatives to strengthen the intercultural approach, promoting respect for and appreciation of diversity in its workplaces. In this context, We Tripantu was commemorated through an internal communication, highlighting the significance of this date to encourage reflection on the organization’s cultural and territorial richness. These actions consolidate a culture based on mutual respect and the recognition of identities, enabling progress toward more conscious, inclusive, and cohesive work environments.



4. GENERATIONAL DIVERSITY

Generational Composition of the Workforce

Grupo Saesa has a multigenerational organizational composition, where different generations with diverse backgrounds, experiences, and expectations coexist.

As of the end of 2025, the workforce was composed primarily of Millennials (58.15%) and Generation X (29.96%), followed by Generation Z (8.28%), Baby Boomers (3.57%), and the Silent Generation (0.04%).

This age diversity is a key factor in organizational management, enabling the coexistence of experience, technical knowledge, innovation, and new ways of working.



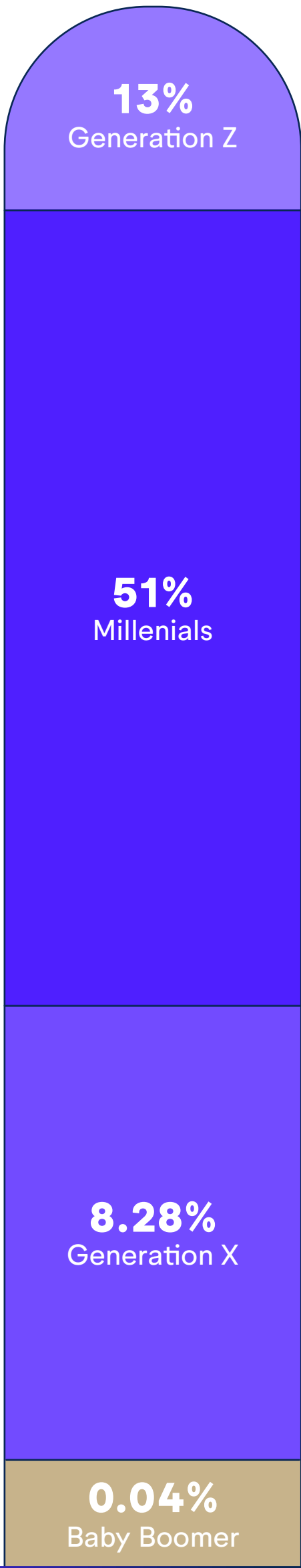


Generational Renewal and Attracting Young Talent

During the year, 51% of new hires were from Generation Z, indicating a sustained process of generational renewal and workforce revitalization.

This phenomenon underscores the importance of adapting management, leadership, and development practices to account for the expectations and characteristics of the new generations joining the organization.

In the 2025 DEI Survey, generational diversity was highlighted as the main topic of interest for 2026, underscoring the need to continue promoting spaces for dialogue, learning, and collaboration between generations, fostering a harmonious and respectful workplace environment.



Generations Table

Company	Silent Generation	Baby Boomer	Gen X	Millenial	Gen Z
EDELAYSEN	0	2	37	62	9
FRONTEL	1	12	151	267	35
Luz Osorno	0	2	7	15	2
SAESA	0	24	199	450	54
SAESA Innova	0	1	14	56	9
SAGESA	0	0	1	0	0
Sociedad Generadora Austral S.A.		0	0	2	0
STN	0	18	160	301	68
STS	0	22	111	167	11
Total	1	81	680	1320	188





Opportunities for Awareness–Raising and Internal Dialogue

Throughout the year, talks were held to raise awareness, provide information, and promote open conversations about diversity, equity, and inclusion.

These sessions addressed cross-cutting issues such as neurodiversity, mental health, gender equity, interculturality, work–life balance, and generational diversity, with the participation of employees from different regions and departments, which fostered a diverse and decentralized perspective.

Month	Title of the Talk	Average Grade	Total Attendees
April	Comprendiendo el espectro autista	4,73	143
May	Día de la madre	5,00	52
June	Día del padre	4,80	49
July	Neurodivergencia en el ambiente laboral	4,88	103
August	Diversidad sexual y de género	4,79	60
August	TDAH en el trabajo	4,86	47
September	Alzheimer y el rol del cuidador	4,91	97
September	Salud mental y de presión en la adultez	4,94	80
October	Ley Conciliación y beneficios DEI	4,90	29
October	Interculturalidad	4,89	44
November	Diversidad generacional	4,90	51
November	Inclusión laboral en acción	4,90	20
Total		4,88	775



Community Engagement

Over the course of the period, Grupo Saesa strengthened its ties with the community through concrete actions promoting inclusion, equity, and diversity. In the regions where it operates, the following initiatives stood out:

- **Community Engagement:** Participation in the 10th COANIL Inclusive Run (Puerto Montt) and the 2nd Ana Aichele School Run (Osorno), promoting awareness and local engagement.
- **Leadership in DEI:** Participation in the First Osorno Provincial Meeting on Gender Equality and the Forum of the Network of Inclusive Companies (ReIn) in Puerto Montt, sharing best practices and lessons learned.
- **Training and Service:** Development of a sign language course to serve customers with hearing impairments and ongoing collaboration with the Osorno Inclusive Business Network and OMIL.
- **Social Employability:** implementation of pre-employment courses with a social focus, including electrical installations for individuals in addiction rehabilitation and customer service techniques for people with disabilities.



Strengthening Partnerships with Companies and Foundations

With the aim of strengthening management, during this period Grupo Saesa renewed and expanded strategic partnerships with various public and private organizations, including the Ministry of Energy, the World Energy Council, SQM, Finning, Caja Los Andes, the SOFOFA Network of Inclusive Companies (ReIn), AHA Inclusion, the Chilean Foundation for Disability, and the Sofan Foundation. These partnerships fostered collaborative initiatives geared toward promoting more inclusive, diverse, and equitable work environments.



Recognized with the DEI Badge

During this period, 73 badges were awarded to various employees.





STAFF DEVELOPMENT AND TRAINING



TALENT ATTRACTION AND RETENTION

In 2025, in response to the staffing needs of each business segment, 171 hires were made: 104 direct hires and 67 through temporary staffing agencies, with a total turnover rate of 3.6% for the year.

Part of the strategy implemented involved using platforms that facilitated reaching new candidate profiles, reinforced by positioning Grupo Saesa’s Employer Brand to convey its culture and attract future employees.

Grupo Saesa manages and measures the performance of its employees annually. In 2025, 96% of the workforce was evaluated, which provided feedback on employees’ work and helped plan their development and talent. That same year, 164 internal employees were promoted, 21 of whom assumed leadership roles.

Workplace Environment of Excellence

Each year, the Company reviews and updates the practices and benefits that contribute to improving the workplace environment and the quality of life for its employees, with a view to adapting to new needs, challenges, and scenarios. This enables the promotion of initiatives aligned with a modern, agile, and attractive company, capable of attracting and retaining new talent.

Training

In 2025, Grupo Saesa allocated more than 125,276 hours to professional development, reaching 100% of direct employees and 15% of contractors, with a total investment of MM\$828.

Subjects Addressed in Training Courses

The following are the main topics addressed in Grupo Saesa’s training in 2025:

Strategic Thrust	Initiative	Overview	KPI
Ensuring World-Class Operation and Service	Distribution Plan	A plan was implemented in the Distribution Department that integrated specialized technical content with the aim of providing the necessary skills to meet the challenges of the electricity business.	1,086 participants, 4,110 MH
Ensuring World-Class Operation and Service	Generation Team Training	In 2025, various activities were carried out in the Generation department to provide the necessary skills to address strategic challenges in the generation sector, including training for power plant operators, specialization in BESS, and operation and maintenance of photovoltaic plants.	46 participants, 3,600 MH
Ensuring Compliance and Legal Risks	Regulatory Courses	Grupo Saesa is committed to regulatory compliance and constant updating. Therefore, the Company works continuously to ensure that all mandatory courses and training established by the authorities are carried out in a timely and efficient manner.	1,610 participants 3,936 MH
Strengthening the transmission business	Transmission Plan	A plan was implemented in the Transmission Department that integrated specialized technical content with the aim of providing the necessary skills to meet the challenges of the electricity business.	476 participants, 17,210 MH

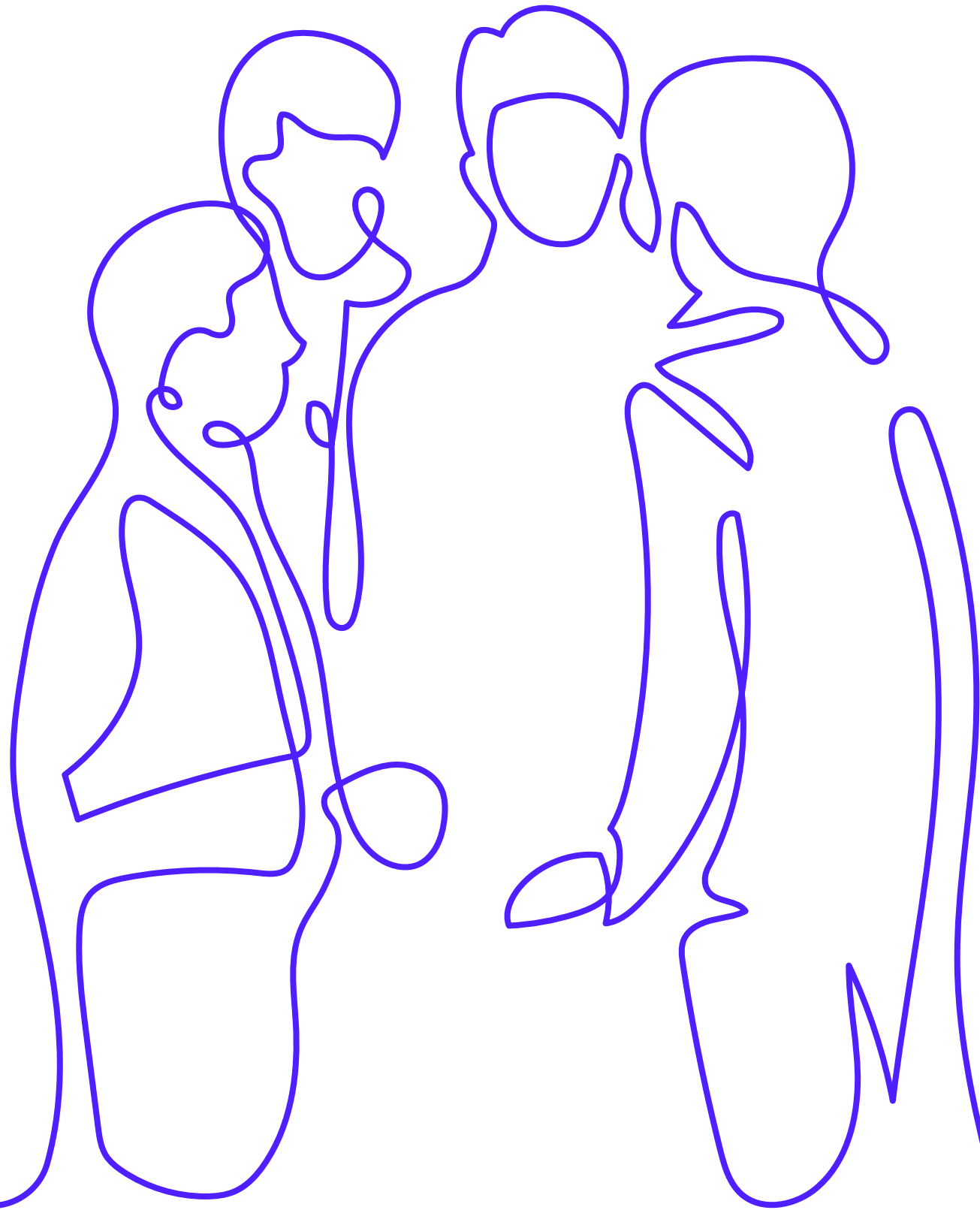




Champion Program		Its goal is to foster a collaborative and efficient culture through the use of new tools. To implement a practical process that moves beyond the traditional, instructor-led approach. To support and recognize the professional growth of individuals in this role. To embed digital and technological knowledge within the organization through hands-on, employee-led activities, thereby fostering learning, collaboration, and business efficiency.	23 participants 224 MH
Strengthening Culture and Talent	Diversity, Equity, and Inclusion	Its objective is to value differences, promoting respectful attitudes within the Company and integrating these individual differences in the work teams.	106 participants 240 MH
Strengthening Culture and Talent	Internal Trainers Program	This program, in addition to improving the sense of teamwork and providing internal experiences to enhance the capabilities of employees, has a positive impact on the optimization, retention, and commitment within the Company, strengthening and enriching the role of the internal trainer by working in accordance with the values, among which collaboration, flexibility and innovation stand out.	182 participants 1,149 MH
Strengthening Culture and Talent	Seminars	An open training initiative for all Group Saesa employees that seeks to update technical knowledge and market trends, in addition to anticipating new government policies.	15 participants 180 MH
Strengthening Culture and Talent	Management and Leadership	An initiative that seeks to strengthen leadership within the company through its culture, providing management tools and creating opportunities that enable leaders to achieve the expected results by developing their teams.	607 participants 6,767 MH
Strengthening Culture and Talent	New Talent Development Initiatives		143 participants 3,426 MH
Strengthening Culture and Talent	Social Media/ LinkedIn	The objective of this program is to provide training that allows local communities and students of technical high schools to contribute to their social and economic development. Additionally, LinkedIn Learning grants the company a license to offer courses free of charge, thereby promoting self-directed learning.	500 participants, 7,000 MH

QUALITY OF LIFE

At Grupo Saesa, people are a key driving force behind our mission to connect and transform lives every day.



In line with this, the Company consistently fosters a work environment that promotes professional and personal well-being, encouraging flexible, agile, innovative, and collaborative conditions that create development opportunities for everyone and enable us to continuously build a better workplace for all members of the organization.

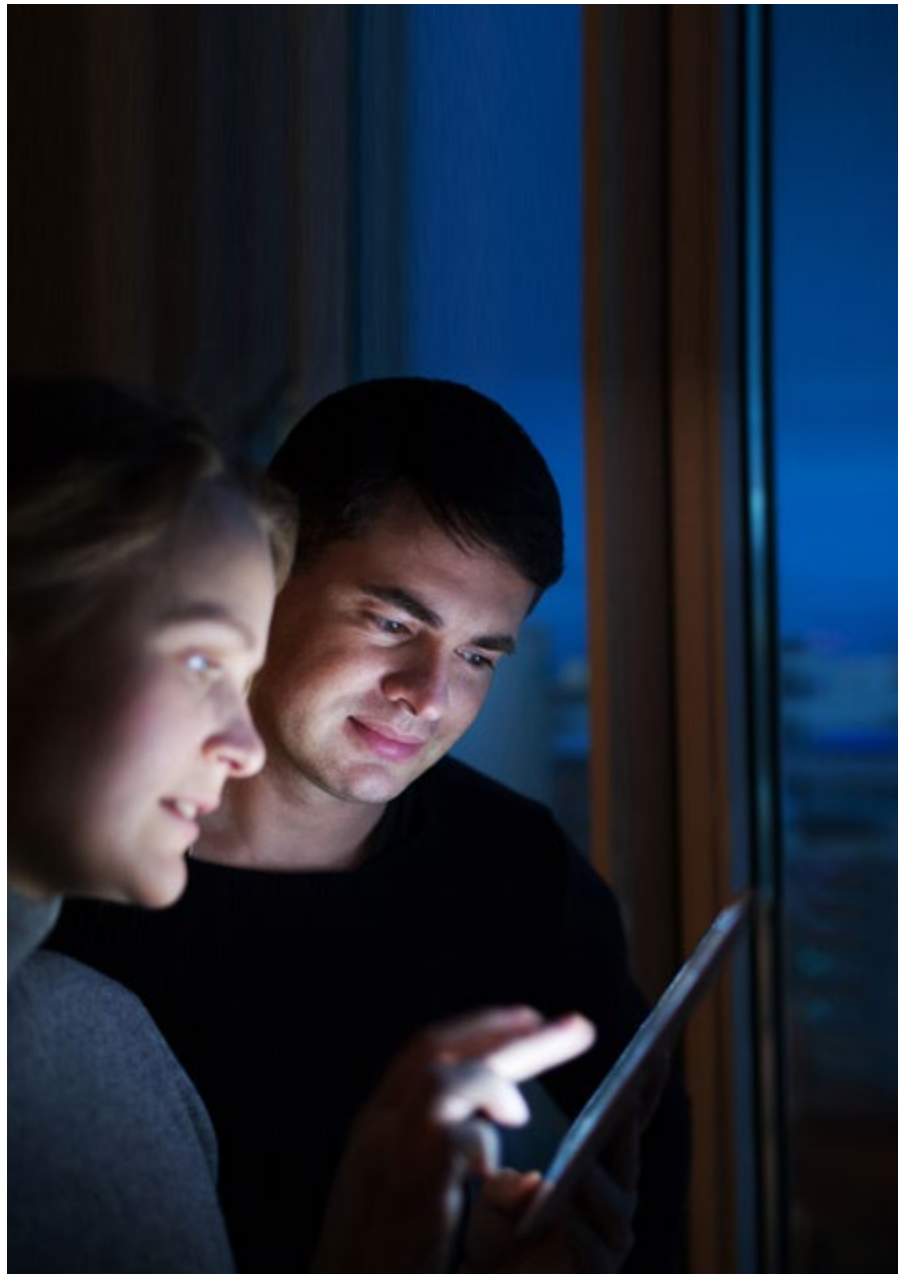
As part of this commitment, the Company systematically measures the workplace environment through its work environment survey. In 2025, this survey recorded an 89% overall satisfaction rate, with an outstanding 96% participation rate, reflecting the high level of employee engagement in feedback and continuous improvement processes.

Likewise, the highest-rated dimensions were Company Effectiveness, at 95%, and Communication, at 94%, indicating an organization aligned with its strategic objectives, featuring clear processes and effective internal communication.

92% of employees reported feeling happy at work, maintaining levels above 90%, which reflects a high and sustained level of workplace well-being within the Company. This result demonstrates that people find meaning and value in their daily work, strengthening their commitment and connection to the organizational purpose.

Meanwhile, engagement levels reached 87% satisfaction, reflecting a high degree of commitment and emotional connection to the Company and its purpose.

Overall, the workplace climate results showed a positive trend compared to the previous year, with increases in all evaluated indicators, demonstrating the impact of the implemented actions and Grupo Saesa’s ongoing focus on the well-being, experience, and commitment of its employees.





QUALITY OF LIFE INITIATIVES

In 2025, Grupo Saesa consolidated its Recognition Program by implementing a practical guide for leaders, aimed at strengthening a culture of timely, consistent recognition aligned with the Company’s values. This tool standardized best practices for recognition and facilitated their application across the various teams and regions where the Company operates.

The Recognition Program is a key pillar for Grupo Saesa’s performance and sustainability, as it promotes a work environment in which employees’ efforts, contributions, and achievements are recognized and valued.



Through this initiative, a sense of belonging is reinforced, motivation is boosted, and people’s commitment to contributing, day by day, to the fulfillment of the organizational purpose and to service excellence is strengthened.

Recognition through Badges

All Grupo Saesa employees have the opportunity to be recognized by both their peers and their leaders—whether from the same department, other management teams, or even different regions—through the Badge system, which represents the values and behaviors that reflect the Company’s cultural identity.

Grupo Saesa highlights the most outstanding employees on a monthly basis, systematically showcasing the contributions and behaviors that reflect the organization’s values and cultural identity.

In 2025, 4,233 recognition badges were awarded to 1,081 employees, demonstrating the consolidation of an active, cross-functional culture that is fully integrated into daily operations. This result reflects high participation by leaders and teams at various levels and across the Group’s areas, as well as the adoption of recognition as a standard practice.

The badges most frequently used during the period were primarily associated with Collaboration (1,816), followed by Climate Emergency Plan (506), Culture of Service (320), Agility and Flexibility (308), Role of the Leader (273), and Work Environment (268). This distribution highlights an organization that values collaborative work, a responsible response to climate challenges, excellence in service, adaptability, and the strengthening of leadership—core elements of Grupo Saesa’s cultural identity and its approach to generating sustainable value for people, customers, and the regions where it operates.

Below is the distribution of the badges awarded in 2025, broken down by company, which illustrates their reach across the various companies that make up Grupo Saesa.

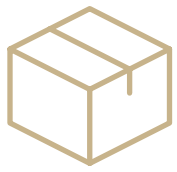
Company	Badges Awarded
SAESA	1946
FRONTEL	1171
STS	876
EDELAYSEN	160
Luz Osorno	80

At the end of each year, Grupo Saesa rewards the employees who earn the most badges with a paid half-day off (500 Smile Points), recognizing their alignment with corporate values. Additionally, leaders who excel in presenting these awards receive 500 Smile Points to foster a culture of active gratitude. In 2025, leaders awarded 2,650 badges, demonstrating their commitment to the company’s cultural ethos. Additionally, 151 gift cards, points redeemable for time off, and more than 40 personalized experiences were awarded, highlighting employees’ performance and commitment.



Recognition of Officers and Managers

On a quarterly basis, Grupo Saesa’s officers and managers meet in person. Prior to each meeting, they participate in a recognition survey in which they highlight one person from their own team and one from another team, promoting a cross-functional and collaborative perspective. The employee who receives the most mentions is invited to the in-person meeting, where their contribution is publicly recognized and they are presented with an experience as a token of appreciation. In 2025, 17 employees were honored through this initiative.



Recognition for Departments: Dispatch Control Center

The Company awards 5,000 Smile Points annually—equivalent to five paid work days off—as part of an initiative aimed at recognizing the performance and commitment of the individuals who make up the DCC. Within this framework, six employees are recognized each year for demonstrating behaviors consistent with the Company’s values, reinforcing a culture of excellence, responsibility, and alignment with the organizational purpose.



Recognition of Internal Trainers

The Company is distinguished by a culture marked by a passion for the work and a willingness to share knowledge. In line with this, those who actively contribute to passing on their experience are recognized by being granted either required training or 1,000 Smile Points—equivalent to a full paid workday off—as a benefit, incentives highly valued by employees.



Recognition of the Best Employees of the Year

Each department annually recognizes employees who consistently reflect the Company’s values and stand out for their overall performance. This recognition takes place during a corporate ceremony, where more than 100 individuals from across the organization—including both direct employees and contractors—are honored, reinforcing a culture of cross-functional appreciation aligned with Grupo Saesa’s purpose.



Recognition for Secretaries

Every December 3, Grupo Saesa honors its secretaries through a specially designed event, valuing their essential contribution to the organization’s operations and recognizing their commitment and dedication.



Recognition of Workplace Ambassadors

Grupo Saesa recognizes its workplace ambassadors, who, in addition to their regular duties, voluntarily take the initiative and responsibility to promote actions that contribute to strengthening the work environment. As a way to value this additional commitment, they are awarded 1,000 Smile Points, equivalent to a full workday.



Recognition of Line Workers

Every September 26, Grupo Saesa commemorates Line Worker Day, an event at which more than 1,600 workers are recognized with a special lunch as a way to value their work and commitment in the field. Additionally, more than 100 line workers were honored for outstanding performance in key areas such as safety and customer service, reinforcing the importance of these principles in operations and in the company’s relationship with communities.



Promoting the Holistic Well-Being of Individuals, Contributing to the Creation of Healthy and Sustainable Work Environments.

In 2025, Grupo Saesa implemented its Well-being Program to proactively address stress and workplace burnout, ensuring holistic health and operational continuity. Designed as a continuous management system rather than isolated actions, the program is structured around two strategic pillars: Psychosocial Balance (mental and emotional health and work-life balance) and Promotion and Prevention (physical health and healthy habits).

Its implementation is based on a three-tiered architecture: in-depth monthly talks, micro-content capsules, and voluntary organizational activities. Under governance led by the HR team and with the commitment of leaders, the program reached its launch milestone on September 4, 2025, followed by the presentation of its pillars on September 8. This initiative is now firmly established as a key tool for improving the work environment, reducing absenteeism, and strengthening the security and sustainability of performance within the company.



100% Remote Work Benefit

During the school vacation period, Grupo Saesa maintained the 100% remote work benefit for employees with children under 14 years of age, as well as for those caring for individuals with disabilities under 18 years of age, provided that the nature of the position allowed it. In 2025, 115 employees took advantage of this benefit, expanding upon current regulations and promoting a better work-life balance.



Paid Parental Leave

Grupo Saesa grants five additional days of parental leave to those assuming the role of father, supplementing current regulations and totaling 10 days of leave. This benefit seeks to strengthen the early bond with the newborn and support families during a key stage, reaffirming the Company's commitment to shared parental responsibility. During 2025, 49 employees made use of this benefit.



Flexible Start Time

This benefit provides flexibility to set a start time different from the standard one, applicable to the entire Company, with the exception of those working under a shift system. Currently, more than 300 employees use this option, contributing to better organization of the workday.



Time Band

Grupo Saesa has a time band that allows employees to adjust their start time within a defined range, promoting a better work-life balance without affecting operational continuity. Currently, 80 employees make use of this benefit.



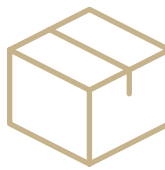
Paid Medical Examination Leave

Grupo Saesa grants one full day or two half-days off for medical exams, a benefit available to all employees, regardless of age. This benefit, which goes beyond current regulations, is based on trust and a comprehensive approach to healthcare, as it does not require the submission of medical documentation. In 2025, more than 600 employees took advantage of this benefit.



Permiso Prenatal de Adopción

Grupo Saesa otorga 30 días de permiso prenatal a personas que se encuentren en proceso de adopción de un hijo o hija, independiente de la edad del niño o niña. Este beneficio, que va más allá de lo establecido por la normativa vigente, responde a la convicción de la Compañía de acompañar de manera efectiva la conformación de nuevas familias. En 2025, dos colaboradores accedieron a este beneficio, lo que permitió generar un vínculo temprano con el nuevo integrante sin recurrir al uso de vacaciones.



One Paid Workday Off for Moving

By listening to employees, Grupo Saesa identified the need for time off to facilitate the moving process, recognizing that this phase can involve high levels of stress and emotional strain. In response, the Company implemented a measure designed to support this process and safeguard employees' well-being. In 2025, 83 employees accessed this benefit.

Promoting initiatives geared toward fostering a balance between work, personal, and family life, while creating conditions that support employees' well-being and quality of life.



Trampoline of Dreams

Trampoline of Dreams is a benefit that Grupo Saesa offers its employees, allowing them, for a period of one to three months, to fulfill a significant personal aspiration. During this time, the employee takes unpaid leave while retaining all benefits, and the Company may hire a replacement to ensure the continuity of their duties.

In 2025, two employees made use of this benefit, reflecting an initiative that promotes personal development and reinforces a people-centered organizational culture.

Initiatives that Make the Company’s Culture a Unique Place



Care Assistance

In 2025, Grupo Saesa launched Care Assistance, a comprehensive health ecosystem designed to provide timely support for physical and emotional health and well-being, expanding the support networks available to employees. This initiative strengthened access to specialized care and guidance, contributing to comprehensive care and the quality of life for employees.



Cafés Recargados (Thematic Coffee Meetings)

Cafés Recargados are conversation spaces led by executives, who use cards with themes related to the Company’s internal processes, promoting dialogue, reflection, and the exchange of experiences among teams.



Active Retirement

Active Retirement is an initiative designed to provide comprehensive support to individuals in the pre- and post-retirement stages, recognizing their career trajectory and contribution to the Company. The program includes administrative, pension, and emotional support, as well as opportunities that facilitate a planned transition and an active connection with the organization. During 2025, two people used this benefit.



Puntos Sonrisas (Smile Points)

The Smile Points program was created as an initiative aimed at enhancing people’s quality of life, allowing them to have paid time off to enjoy meaningful experiences. Under this program, 2,000 Smile Points are equivalent to two paid days off per year, which can be used for significant personal occasions, such as birthday celebrations, anniversaries, graduations, or other important milestones.

This benefit also allows for the partial use of days off, through half-days equivalent to 500 points, providing greater flexibility in their use. In 2025, 84% of employees used part or all of their Smile Points, reflecting a high appreciation for this initiative and its contribution to personal well-being and work-life balance.



Solidarity Fund

Through the Solidarity Fund, Grupo Saesa provides financial and emotional support to employees facing complex personal situations, also facilitating professional support from a psychologist to offer comfort and guidance during difficult times. In 2025, 33 people—including both direct employees and contractors—benefited from this initiative.





Workplace Environment Support Program

Grupo Saesa implemented a support program focused on key areas of the organization, providing guidance and practical tools to strengthen the workplace environment. Within this framework, more than 10 workshops were held on teamwork, emotional support, and assertive communication, contributing to improved workplace relationships and team well-being.



Regular Meetings with Unions

The relationship between Grupo Saesa and labor unions goes beyond collective bargaining processes, focusing on the co-creation of shared value. Within this framework, monthly meetings are held with Human Resources Management to address strategic issues and matters of common interest, thereby strengthening social dialogue, trust, and a labor relationship based on respect and collaboration.



The Olympics: A Company-wide Celebration



Grupo Saesa’s celebrations go beyond mere recreational activities, as they are designed with special care to create meaningful experiences. Against a backdrop of sustained workforce growth, the format of the Olympics was adapted in 2025, splitting the event into two group-based celebrations to include as many employees as possible.

This event includes recognition ceremonies, words of thanks from the CEO, and actively involves families, while also highlighting the career milestones of those celebrating 20, 25, 30, 35, 40, and 45 years of service with the Company. In 2025, more than 1,500 people participated, and 47 employees were recognized, cementing this event as a significant milestone for appreciation, connection, and a sense of belonging.



Alcohol and Drug Prevention Program: Energy for a Better Life

In line with its commitment to the health, safety, and well-being of people, Grupo Saesa developed a Policy on the Prevention of Problematic Alcohol and Drug Use and implemented a Preventive Program aimed at promoting safe and healthy work environments. Through the PAD Program, the Company consistently assumes the responsibility of implementing preventive, informational, and supportive measures, contributing to the development of a preventive culture centered on people’s well-being, quality of life, and health.

In 2025, the PAD Program incorporated changes to its policy to strengthen its scope, update its guidelines, and ensure alignment with organizational needs and best practices in prevention, thereby reinforcing its educational and preventive nature.

RESPECT FOR HUMAN RIGHTS

In its Compliance Policy, Grupo Saesa sets forth the rules governing the employment relationship between employers and employees, stating that it fully complies with current labor regulations. Similarly, it promotes inclusion and respect for the dignity of all individuals, strongly rejecting any conduct contrary to these principles, such as sexual harassment, workplace harassment, or acts of discrimination based on race, color, sex, age, marital status, religion, political opinion, nationality, socioeconomic status, language, sexual orientation, gender identity, or disability, among others.

In this regard, the Company hires, selects, trains, and compensates its employees based on merit, experience, and legally accepted employment criteria, rejecting arbitrary discrimination or non-inclusive practices.



PROCEDURES FOR PREVENTING AND MANAGING WORKPLACE AND SEXUAL HARASSMENT

One of the central focuses of Grupo Saesa’s Diversity, Equity, and Inclusion Policy is the promotion of non-discrimination and the safeguarding of healthy, safe, and respectful work environments. Within this framework, the Company establishes that employees are evaluated exclusively based on their skills, competencies, and performance in all decisions related to the employment relationship.

Grupo Saesa maintains a zero-tolerance policy toward any form of harassment, bullying, or violence, rejecting any conduct that affects the dignity, integrity, or well-being of individuals, in accordance with current national legislation, the Internal Regulations on Order, Hygiene, and Safety (RIOHS), and its Protocol for the Prevention, Investigation, and Sanctioning of Sexual Harassment, Labor and Workplace Violence.

To safeguard these principles, the Company has:



Awareness and training programs.



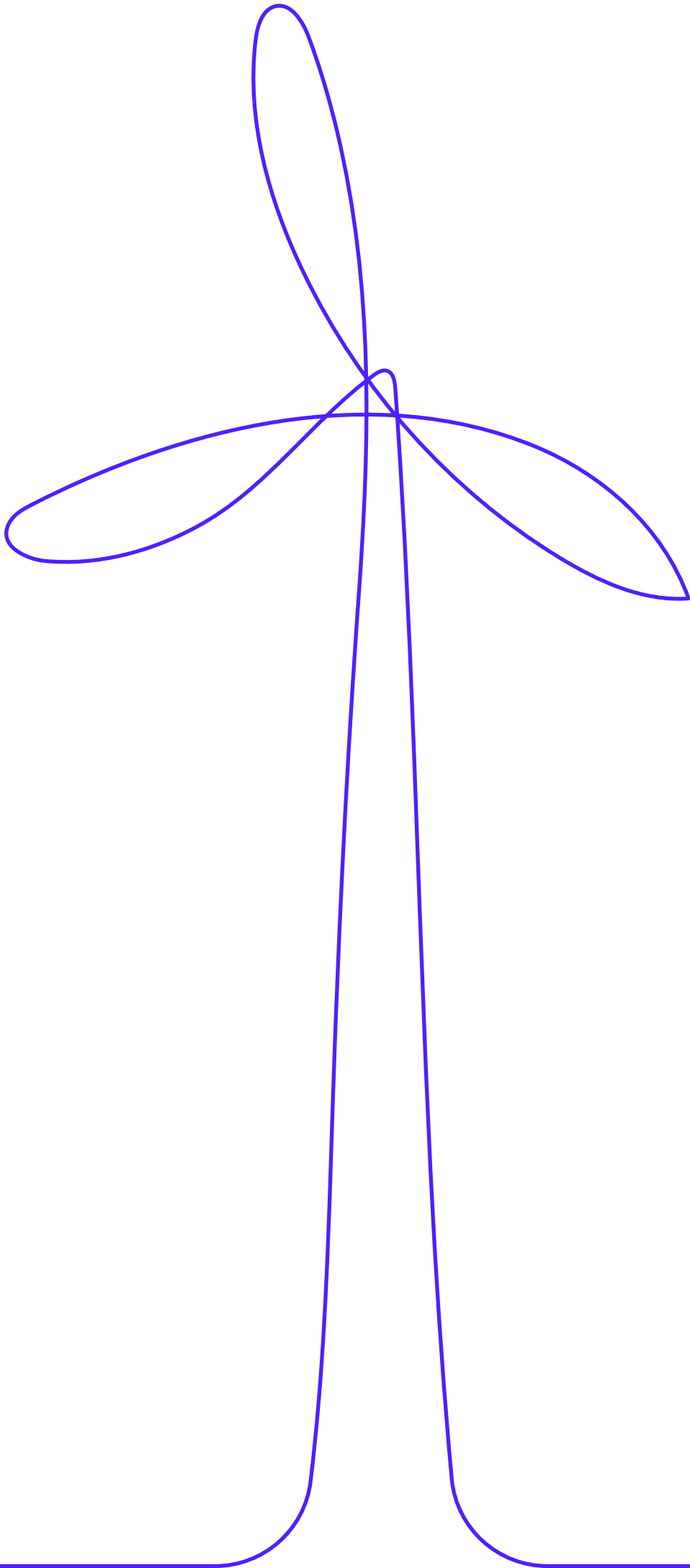
Clear and confidential reporting procedures.



Investigation processes that are legally compliant, impartial, and timely, with a focus on protection, non-revictimization, and a gender perspective.



Permanent protective and corrective measures available to employees, contractors, and third parties.



LABOR RELATIONS

Grupo Saesa has five unions organized within its main companies, representing 60% of the total workforce.

Throughout 2025, a constructive, transparent, and ongoing relationship was maintained with the five unions, a key element in advancing the goal of providing energy to all the company’s customers and the country.

In line with the commitments made, 100% of the scheduled formal meetings with union leadership were held, in addition to periodic follow-up meetings that allowed for addressing concerns, commitments, and proposals for improvement. These meetings strengthened direct communication and transparency between the unions and the company, consolidating a relationship based on trust, mutual respect, and collaboration.

Likewise, during 2025, we worked together in six formal working groups established during the 2024 collective bargaining process, which allowed us to advance initiatives focused on employee well-being while ensuring operational continuity.



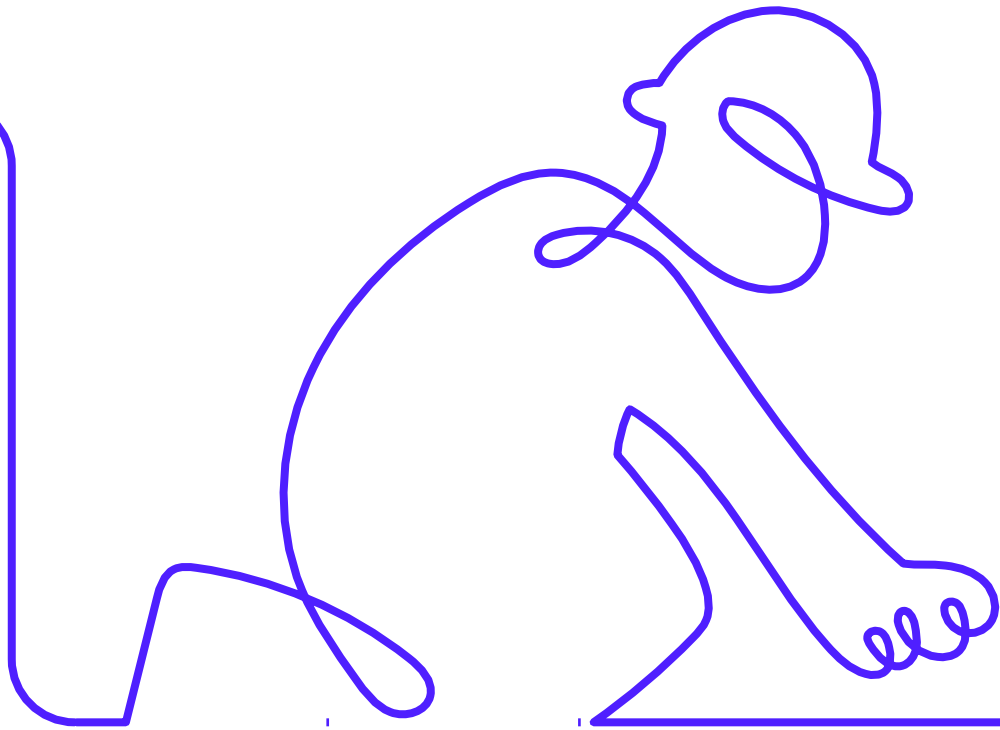
OCCUPATIONAL HEALTH AND SAFETY

The health and safety of both our own employees and those of our contractors is a non-negotiable priority for Grupo Saesa.

Our commitment to excellence in performance, focused on creating safe and healthy work environments, constantly drives the Company to review, strengthen, and innovate its safety initiatives, with the goal of preventing workplace accidents and occupational illnesses.

This long-term challenge requires acting with agility, responsibility, and strategic vision, incorporating lessons learned, best practices, and new approaches to risk management. In this context, collaborative and sustained work with contractors has been a fundamental pillar in safeguarding people’s lives and health, promoting safe behaviors, shared standards, and reliable operations.

The consolidation of a robust preventive culture, based on leadership, shared responsibility, and continuous improvement, has enabled progress toward safer operations, laying the groundwork to consistently address occupational safety and health challenges as we look toward 2030.



GOVERNANCE IN OCCUPATIONAL HEALTH AND SAFETY MANAGEMENT

Grupo Saesa’s priority is the care of its own employees and contractors, focusing its management on the identification and mitigation of risks and critical tasks. During 2025, the strategy centered on strengthening operational control in the field and prioritizing activities with the highest potential for harm, integrating technological tools for monitoring deviations and standardizing preventive practices.

This proactive governance model seeks to anticipate exposure scenarios and reinforce control barriers, aligning occupational health and safety with a long-term vision toward the year 2030.

ORGANIZATIONAL STRUCTURE OF THE DEPARTMENT

The Occupational Safety and Health Department has a multidisciplinary team of professionals distributed across the various operational zones, enabling consistent implementation of the strategy and ongoing support for operations, with a focus on controlling critical risks in the field.

The organizational structure is divided into two Divisions, focused on the Transmission and Distribution business lines, which facilitates differentiated management of the risks inherent to each process and their associated critical tasks.

This structure is complemented by:



Physical Security Area, responsible for facility protection and the management of associated risks.



Technical Training and Management Area, focused on strengthening the technical and preventive skills of teams, ensuring the proper execution of critical tasks under defined standards and effective controls.

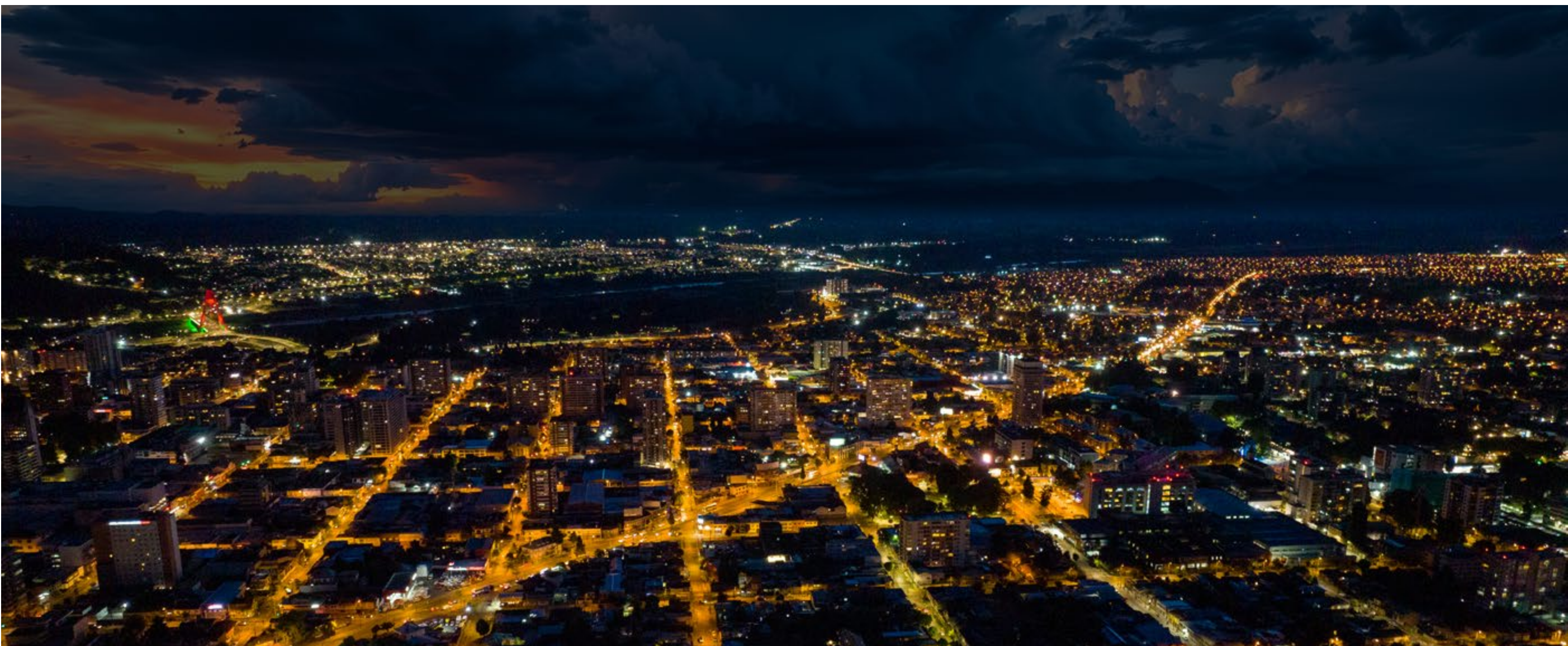


Monitoring and Control of the Board of Directors

On a regular basis, the Occupational Health and Safety Department presents the Board with a structured performance report detailing the evolution of key frequency and severity indicators, as well as relevant events and priority issues in the field of occupational health and safety.

This monitoring provides the Board of Directors with a comprehensive view of safety performance, with an emphasis on identifying trends, analyzing events with the greatest potential impact, and assessing the control status of critical risks associated with operations, thereby facilitating informed and timely decision-making.

Additionally, coordinated, and systematic work is maintained with the Risk Management Department through a specific report that consolidates the progress of action plans associated with the main strategic risks, under the responsibility of the Occupational Health and Safety Department.



Zero-Tolerance Rule

At Grupo Saesa, any worker who does not feel adequately trained or properly equipped to perform their duties is obligated to report this situation to their supervisor. Likewise, they have the right and duty to interrupt their activities or leave the workplace when there are reasonable grounds to believe there is a serious and imminent risk to their life or health.

This rule constitutes an essential pillar of caring for people and reinforces an organizational culture where safety takes precedence over any operational pressure.



MANAGEMENT

Joint Health and Safety (H&S) Committees

The Company has 10 Joint Health and Safety Committees, geographically distributed across the various processes and operational areas, comprehensively covering the electricity business value chain. These committees correspond to:

- Frontel Concepción
- Frontel Temuco
- Frontel Osorno
- Valdivia
- Saesa Osorno
- Saesa Puerto Montt
- Saesa Chiloé
- EdelaySEN Coyhaique
- STS South
- STS Center

Their main task is to promote a culture of prevention through safety awareness activities, participation in accident investigations, process evaluation, and the identification of opportunities for improvement, with special attention to critical operational risks and tasks.

Each committee consists of 12 members: six appointed by the company and six elected by the workers. Their decisions are made autonomously and are fully respected by the Company, strengthening participation, shared responsibility, and a preventive approach to caring for people.

Preventive Framework for Transmission Projects

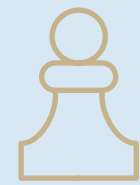
Grupo Saesa has developed a specific preventive model for transmission projects, aimed at proactively managing the critical risks associated with highly complex and large-scale construction projects.

Method for Ensuring Operational Risk Control (MACRO)

Grupo Saesa uses the Operational Risk Control Assurance Method (MACRO) to structure its Occupational Safety and Health management. This system develops risk matrices and preventive programs for both company employees and contractor staff, under a continuous improvement approach. It is worth noting that 80% of its activities focus on preventing serious and fatal accidents, prioritizing scenarios with the highest potential for harm and reinforcing control barriers in critical tasks.

This framework includes the following elements:

This specialized model has contributed significantly to safeguarding the safety of people involved in large-scale projects, strengthening risk control from planning through execution.



Strategic Alignment Model (SAM), which defines the key guidelines, actions, and requirements for contractors.



A guaranteed plan for the prevention of serious and fatal injuries, focused on critical project tasks.



Implementation of specific fatality standards and regulations, tailored to the project context.



Establishment and ongoing operation of a Risk Committee, independent of the site's joint committee.



Safe Practice Index (SPI), an indicator that measures the actual performance of contractors in complying with the project's safety standards.

Notable Initiatives

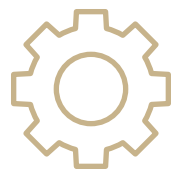
Grupo Saesa has a Safety Behavior Model aimed at strengthening a culture of prevention and promoting meaningful learning regarding self-care and the management of critical risks. Among the main initiatives developed, the following stand out:

- In-person and virtual prevention workshops.
- Visible leadership on-site through the active presence of executives in operational areas.
- Quarterly review of safety results with contractors.
- Expanded Joint Committees.
- Training programs in various formats, combining practical on-site training with in-person and digital theoretical training, including initiatives such as the Line Workers' Training Program.
- Additionally, during the period, specific actions were implemented to strengthen preventive management in critical processes, such as control and dispatch centers (CCT and CCD), warehouse safety, power generation, operations brigades, and forest safety.
- Safety review sessions were also held with managers and owners of contractor companies, reinforcing safe behaviors and alignment with the Company's purpose.

Awards

In 2025, Mutual de Seguridad occupational health agency recognized Grupo Saesa for its outstanding management in road safety matters, an acknowledgment that reflects the Company's sustained commitment to accident prevention and the well-being of people in the context of work-related driving.





Technology and Skill Development

Grupo Saesa has strengthened its technical capabilities through pioneering initiatives in Chile, such as its two Mobile Electrical Hazard Laboratories and two U.S.-made training consoles, which enable hands-on training without exposure to lethal currents.

In third-party management, the Contractors Plan 2.0 was implemented, and the Ecosystem of Excellence for Partner Companies (EEE-C) is projected for 2026, focused on strategic relationships and continuous improvement.

Additionally, the Company has integrated artificial intelligence to optimize on-site risk assessment through real-time video and audio analysis, along with digital tools for incident traceability.

Finally, in physical security, video surveillance systems were installed in substations, and a comprehensive management model was implemented to mitigate criminal risks and protect business continuity.



Safety Training and Education

During 2025, the Technical Training department maintained an active presence across all Grupo Saesa areas, responding swiftly and appropriately to training needs, with a significant increase in the number of training hours delivered.



Strengthening of the Technical Training and Learning Center (CEAT), awarding the CEAT seal to contractor companies that meet quality standards in technical and safety training.



Continued use of Grupo Saesa’s Training Centers, strategically located within the concession area.



Implementation of an instructional design model, with standardized learning paths by process.



Development of a digital training platform that centralizes specialized technical content and allows remote access from the field.



Launch of the competency validation model in Transmission, with the implementation of a Training Center in Santiago and plans for a second center in Osorno by 2026.



Validation of technical instructors for forestry operations.



Training and Awareness Initiatives

The Company developed various initiatives aimed at strengthening the safety culture and managing critical risks, including:

- Safe Start, an annual session to review results and define guidelines.
- Streamed awareness sessions focused on the analysis of critical incidents.
- In-person awareness sessions featuring guest speakers and an experiential approach.
- Certificate Program in Electrical Safety and Risk Management, designed for prevention advisors.
- Monthly safety sessions for technical field personnel.
- “Del Profe” educational videos focused on critical tasks.
- Line Workers’ Training School, with its 17th edition held in Puerto Montt.
- Program for Supervisors and Academy for Site Managers, focused on safety leadership.
- Forestry Plan, focused on preventing serious incidents during power line right-of-way maintenance.

LINKS WITH OTHER STAKEHOLDERS

5



- 114** Sustainability Strategy
- 122** How We Protect the Environment
- 123** Initiatives to Reduce GHG Emissions
- 126** Environmental Management
- 128** Biodiversity
- 129** Relationship with Communities and the Environment
- 133** Supplier and Contractor Management
- 135** Relationship with Stakeholders and the Public at Large
- 137** Relationship with Investors, Bondholders, and Credit Rating Agencies
- 138** Membership in Trade Unions, Associations, or Organizations

RELATIONSHIP WITH COMMUNITIES AND THE ENVIRONMENT

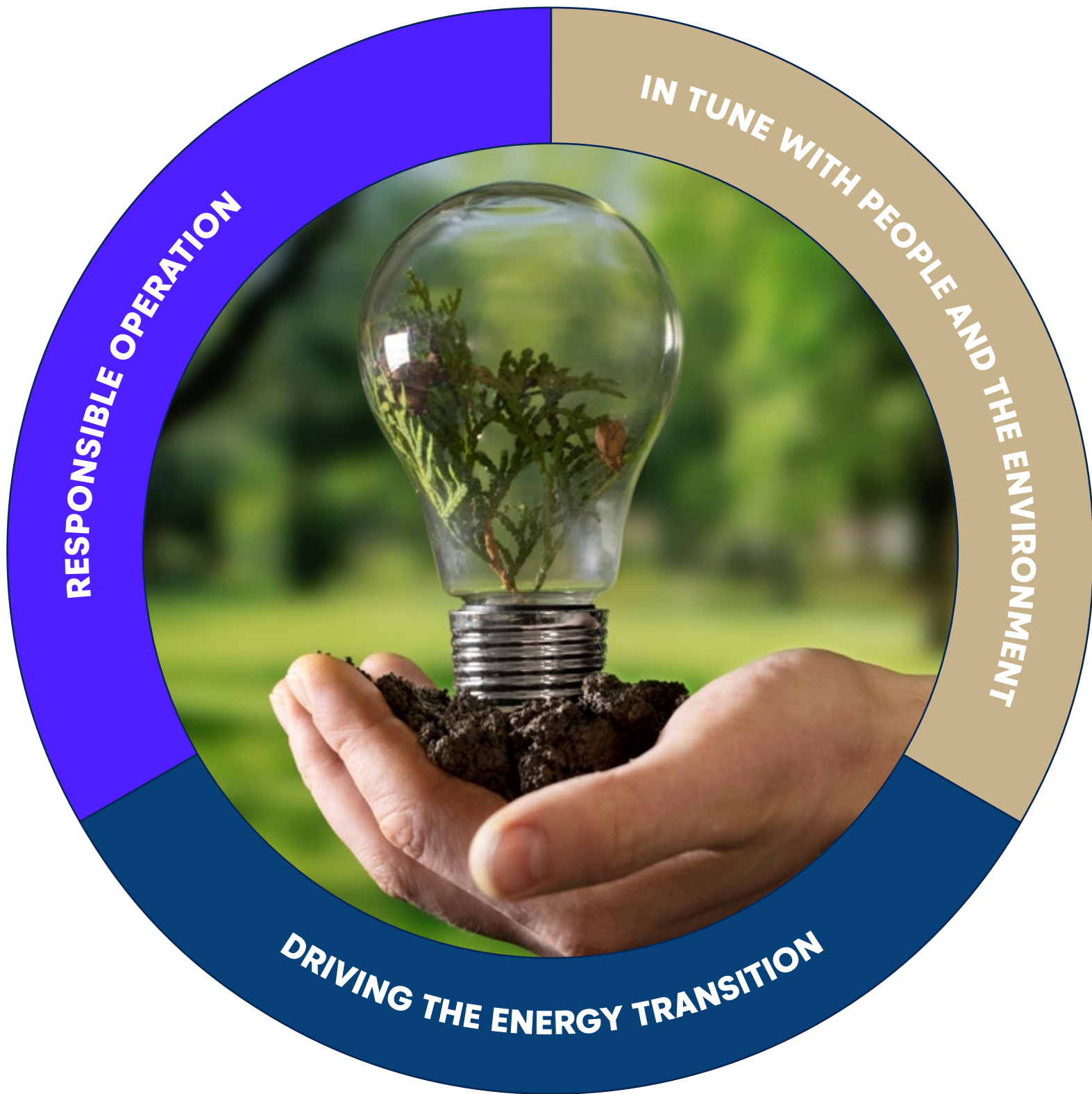
Grupo Saesa’s sustainability strategy guides the long-term growth of its electricity business, in line with the challenges of Chile’s energy transition and the enabling role that electricity infrastructure plays in the development of regions across the country.

Grupo Saesa operates in various regions across the country, serving more than one million customers in the electricity distribution segment, in diverse geographic and operational contexts. In particular, a significant portion of these operations is concentrated in southern Chile, characterized by a highly dispersed territory, demanding climatic conditions, and greater access challenges. This reinforces an approach to sustainability closely linked to supply continuity, infrastructure resilience, adaptation to climate change, and the creation of shared value in the communities where it operates.

Sustainability is integrated as a structural component of the business model, guiding daily operations, investment decisions, and long-term planning. In line with the 2030 Strategic Plan, Grupo Saesa seeks to position itself as a driver of the energy transition, contributing to a cleaner, more resilient, and decentralized electricity system.

Strategic priorities are defined through a process of identifying 24 material issues, which are translated into specific objectives and targets deployed across the organization’s various areas, allowing efforts to be focused where the greatest economic, social, and environmental value is generated.

The strategy is structured around three pillars—Responsible Operations, Driving the Energy Transition, and Alignment with People and the Environment—and is periodically reviewed to ensure its relevance in light of evolving energy, regulatory, and territorial contexts, consolidating sustainability as a key enabler of the electricity system’s resilience and long-term value creation.



RESPONSIBLE OPERATION

Integrity in our corporate governance

- > Transparency, ethics, and compliance
- > Sustainability governance
- > Regulatory compliance
- > Relationship with authorities and other stakeholders

The Best Place to Work

- > Work environment, flexibility, and stability
- > Safety and health of our workforce
- > Gender equity, diversity and inclusion
- > Good Relations with Trade Unions
- > Talent Attraction and Retention

Passion for our Customers

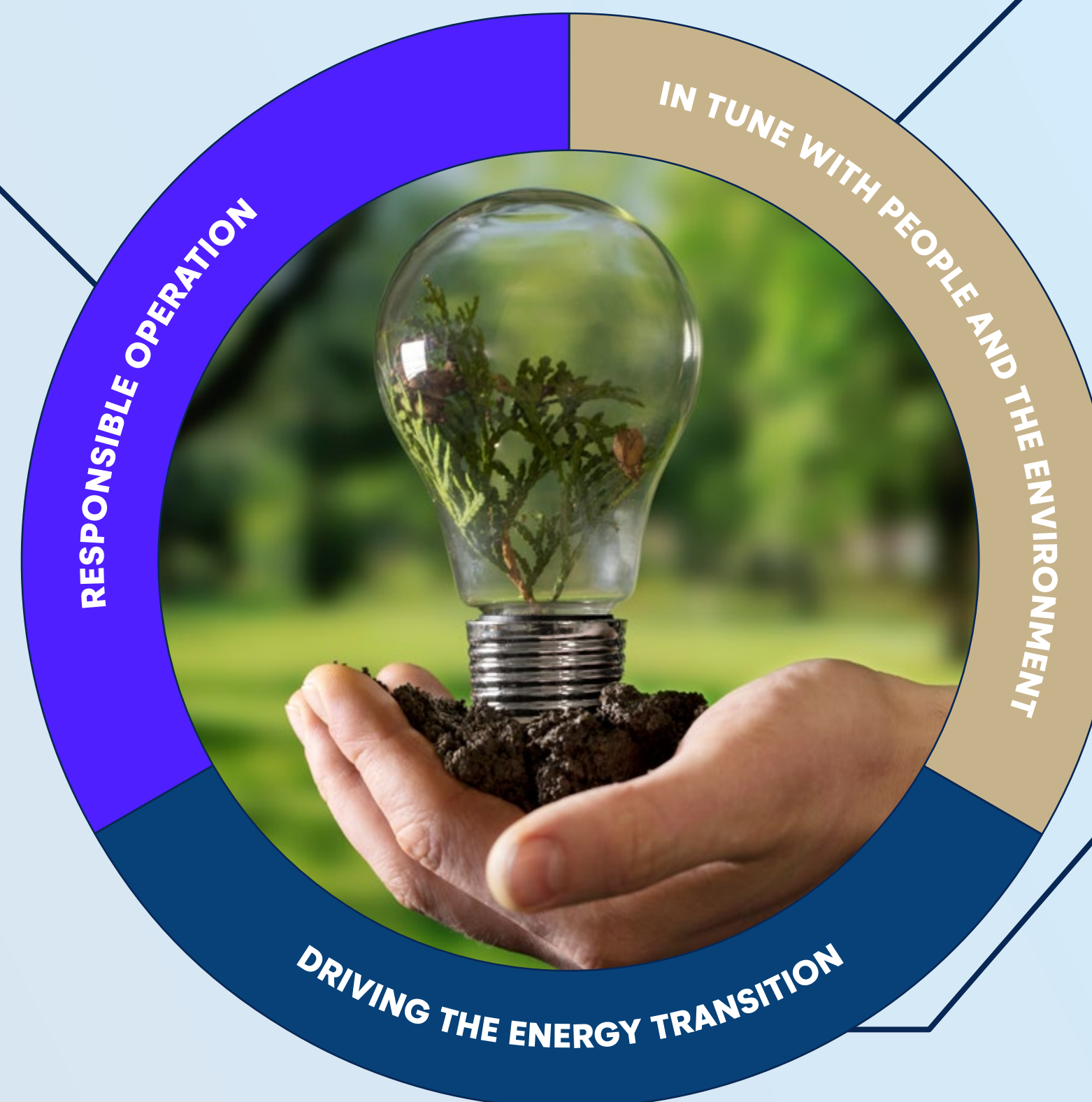
- > Complaint management and satisfaction
- > Information, communication and customer experience

Responsible with the Value Chain (Focus on Contractors)

- > Safety, development and improvement of standards for contractors
- > Vendor payment
- > Evaluation of contractors and suppliers

Contributing to a More Digital Power Grid

- > Development of digital culture
- > Information security
- > Technology transformation and process automation



IN TUNE WITH PEOPLE AND THE ENVIRONMENT

Climate ambition protecting the environment

- > Managing the environmental impact of our operations (incl. Carbon footprint and biodiversity)
- > Contributing to operational resilience and climate risk management
- > Promoting a circular waste management model

Relationship with our communities

- > Community dialogue and engagement
- > Social programs and community support

DRIVING THE ENERGY TRANSITION

Continuous service and sustainable alternatives for a power transition

- > Operational continuity, risk management and contingencies
- > Solutions and services connecting renewable energy sources to the Central Interconnected Power Grid
- > Energy access to remote locations and management of distributed generation
- > Promoting the country's agenda for enabling the energy transition

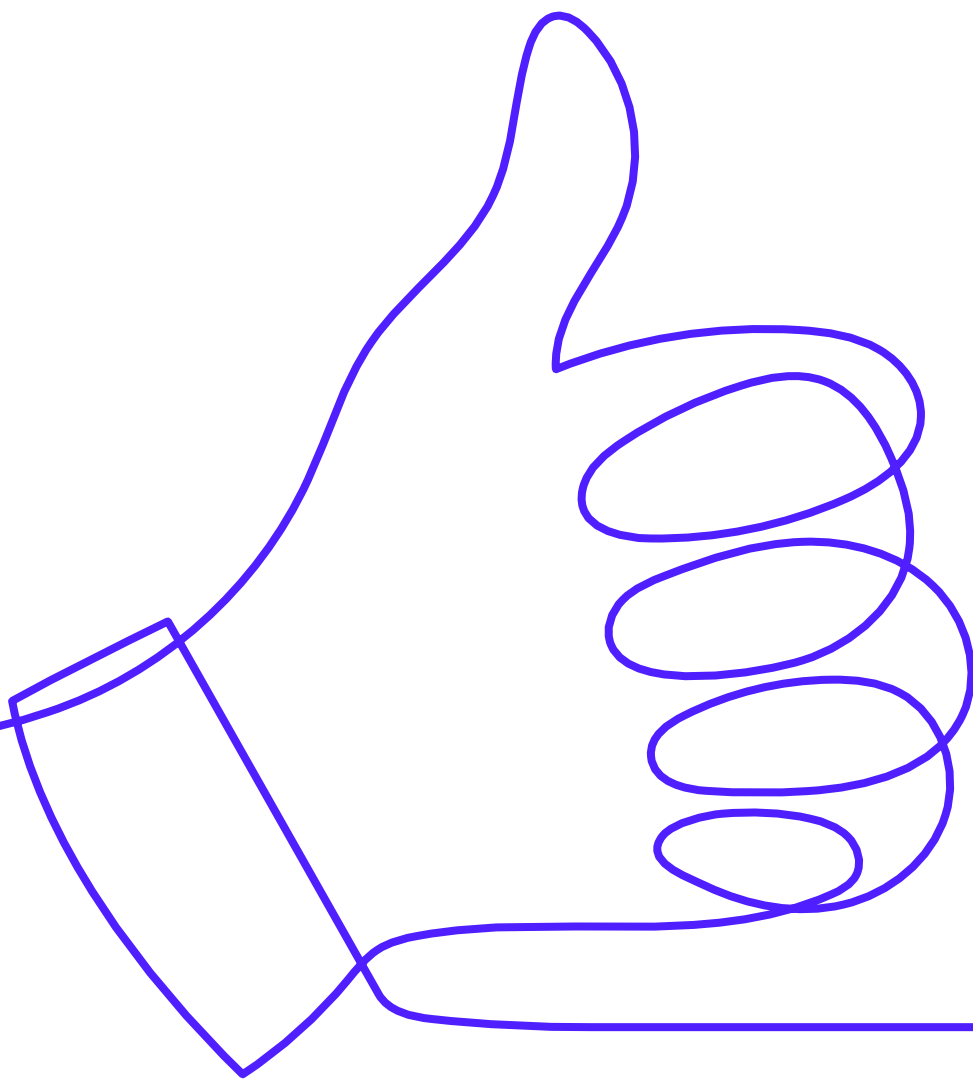


RESPONSIBLE OPERATION

Responsible operations form the foundation upon which the sustainable performance of the electricity business is built.



In a context of growing technical complexity, stricter regulatory requirements, and an increase in extreme weather events, ensuring the continuity and quality of supply requires operating to high standards of safety, efficiency, and reliability.



Safety and HR Management

- Implementation of the Corporate Occupational Safety and Health Program.
- Development of the Well-being Program, aimed at preventing psychosocial risks.
- Ongoing training for employees and contractors in safety, compliance, and operations.
- 45 training courses conducted in 2025.
- Approximately 10,000 hours of training provided in 2025.
- 99% participation rate in the mandatory e-learning course on the Karin Law.



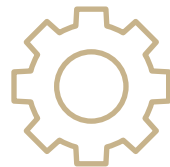
Service Quality and Operational Continuity

- Execution of preventive maintenance and risk-based maintenance plans.
- Strengthening of critical infrastructure and vegetation management.
- Management of operational and weather-related contingencies.
- Over \$12 billion invested in preventive maintenance during 2025.
- Over \$22 billion allocated to vegetation clearing and management.



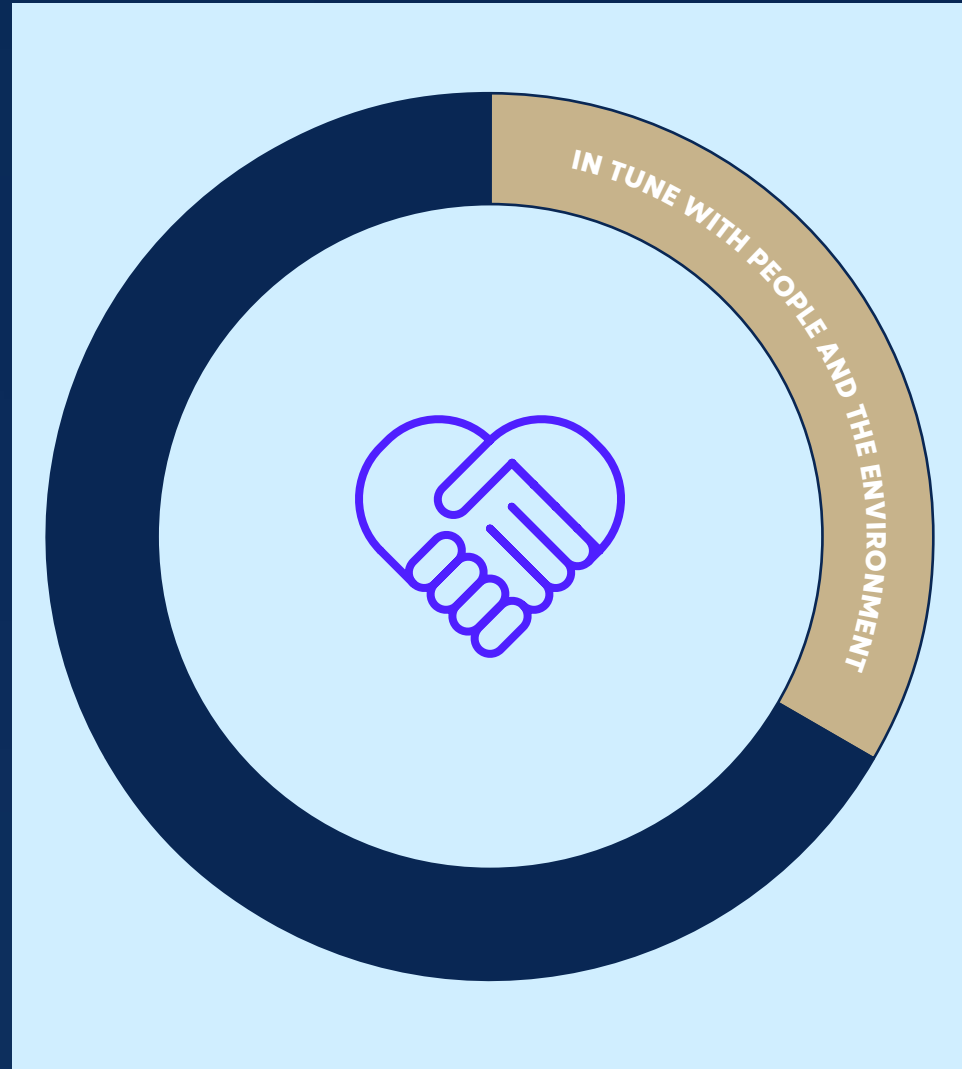
Workplace Culture and Employee Engagement

- Management of organizational culture and talent development.
- Strengthening the culture of safety, well-being, and belonging.
- **92%** of employees report feeling happy and proud to belong to the company.
- 7 consecutive years in the Top 5 of Great Place To Work Chile.



Digital Transformation and Operational Efficiency

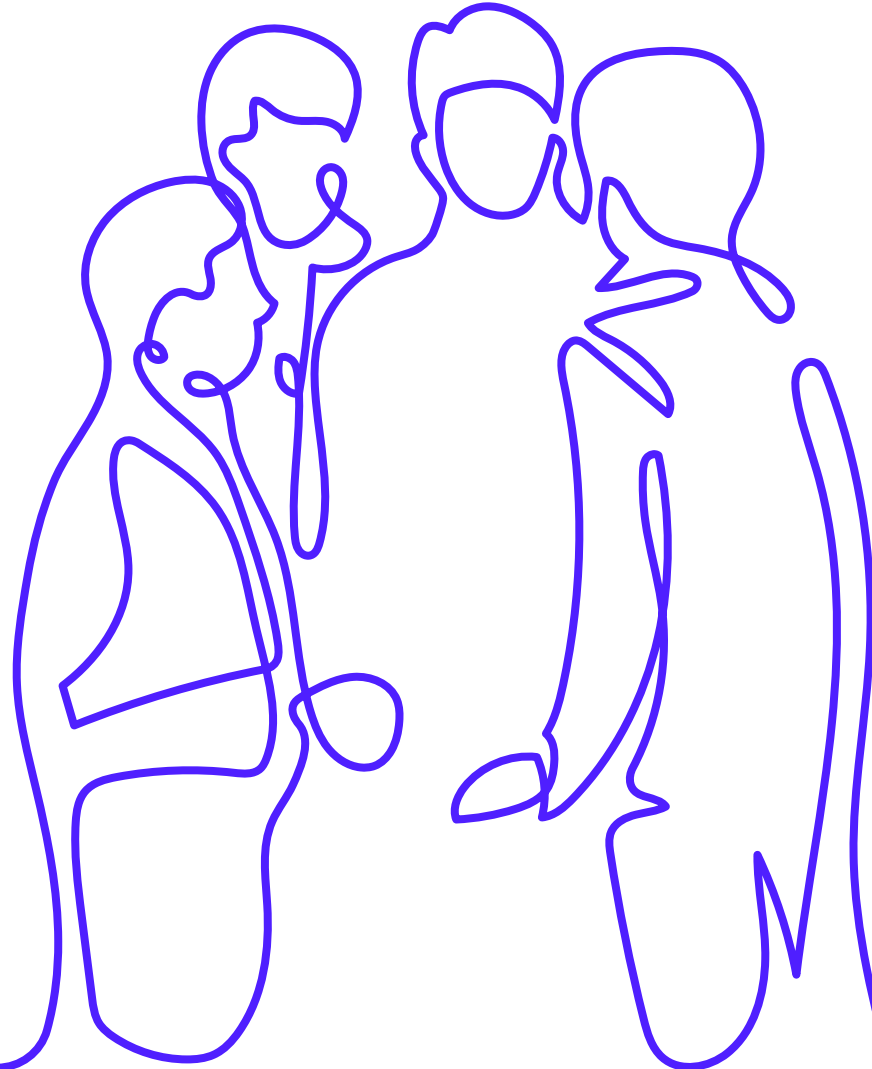
- Digitization of operational and commercial processes.
- Implementation of asset management platforms and control dashboards.
- Use of drones, thermal imaging inspections, and advanced analytics.
- Over 500,000 customers with active digital bills by the end of 2025.



IN TUNE WITH PEOPLE AND THE ENVIRONMENT

The sustainable development of the electricity business is closely linked to the ability to integrate harmoniously into local communities and build long-term relationships based on trust and dialogue.

Saesa’s operations span diverse communities, many of them rural or isolated, where electricity plays a key enabling role for well-being, social development, and productive activity.



This focus guides management toward a close and responsible relationship with people and the environment, integrating community engagement, equitable access to energy, and the management of local environmental impacts. Through this approach, we seek to strengthen our social license to operate, generate shared value, and contribute concretely to the sustainable development of the regions where the company is present.



Community Engagement and Access to Energy

- Development of rural electrification projects.
- Collaborative work with communities, social organizations, and local authorities.
- **86 rural electrification projects completed in 2025.**
- 38 municipalities benefited.
- 1,284 families benefited.



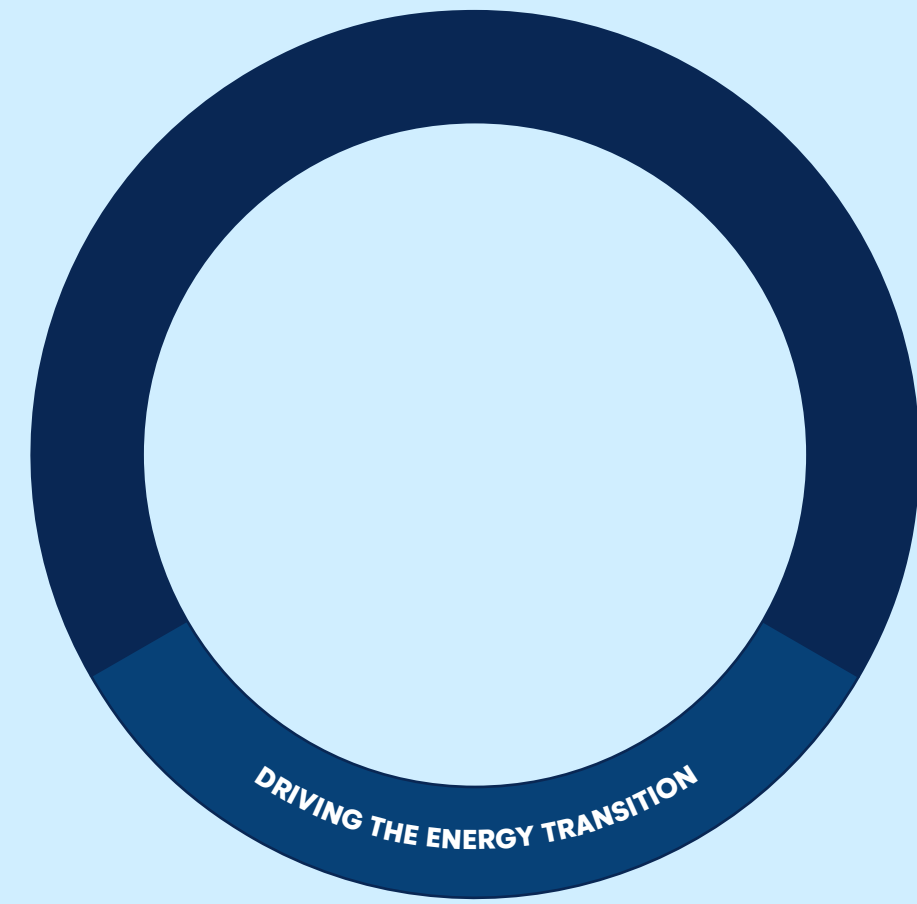
Environmental Education and Culture

- School Energy Efficiency Competition.
- Environmental awareness and education programs.
- 9,000 kWh of energy consumption reduced in educational institutions during 2025.



Environmental Management and the Circular Economy

- Implementation of the “No + Pilas” (No more batteries) program.
- Recycling of operational waste.
- Pilot projects for the reuse of concrete poles.
- 15 years of continuous implementation of the “No + Pilas” program.
- 129 tons of batteries managed to date.
- 18 tons collected in 2025 across 56 municipalities.
- 700 tons of waste recycled in partnership with employees and contractors.
- More than 4,500 concrete poles recycled in circular economy pilot projects.

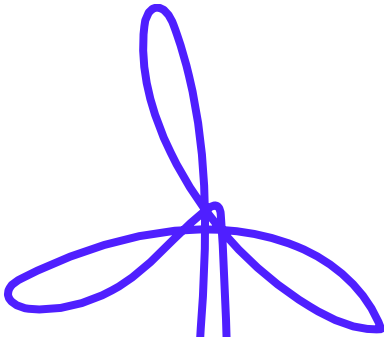


DRIVING THE ENERGY TRANSITION

The energy transition represents one of the main challenges and opportunities for the Chilean electricity sector and constitutes a strategic pillar for the long-term development of the business.



The decarbonization of the energy mix, the electrification of demand, and the decentralization of the system require more modern grids, innovative energy solutions, and infrastructure prepared to operate in increasingly demanding scenarios.



Carbon Footprint Reduction

- Measurement and management of greenhouse gas emissions.
- Progressive decarbonization of operations and improvement of energy efficiency.
- Cumulative 26% reduction in CO₂ emissions (Scopes 1 and 2) by 2022.

•100,000
tons of CO₂e reduced over two years.



Renewable Energy and Distributed Generation

- Development and operation of wind and solar projects.
- Management of PMGD power plants and distributed generation solutions.
- Implementation of photovoltaic, net metering, and self-consumption projects.

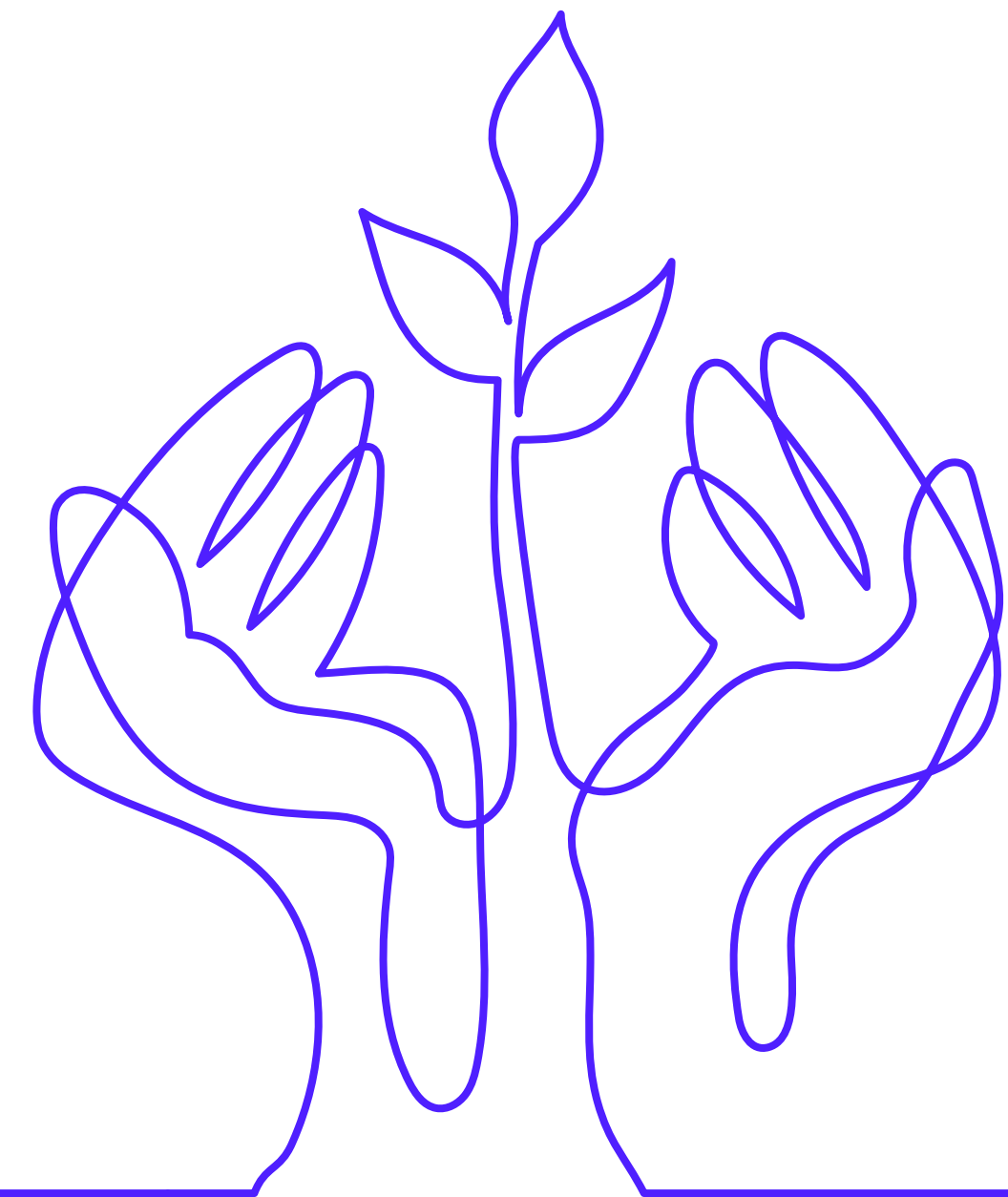


Indicators

- 119 PMGD power plants connected.
- 416 MW of installed capacity (70% non-conventional renewables)
- 38.8 MW added in 2025.
- 3,184 net metering units installed, totaling 27 MW of capacity.
- 18 MW installed by Saesa Innova in 2025, avoiding 14,260 tons of CO₂e.

ENVIRONMENTAL STEWARDSHIP

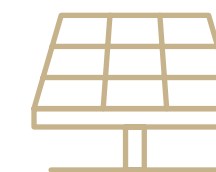
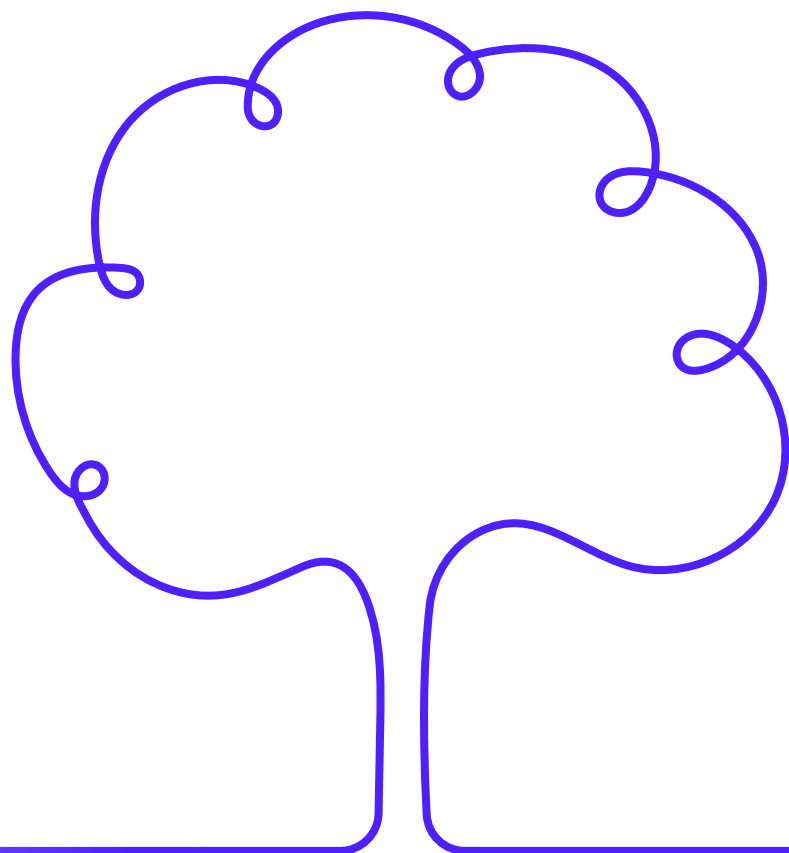
In line with the country’s energy challenges and its long-term Strategic Plan, Grupo Saesa is making steady progress in integrating renewable energy sources—particularly wind and solar power—through projects currently in operation and under development, with the goal of achieving a 100% renewable energy mix by 2050.



A 26% reduction in CO₂ emissions.

This approach is complemented by the optimization of natural resource use and the adoption of technologies that improve operational efficiency and reduce the environmental impacts of operations. As a result of these actions, since 2022, a 26% reduction in Scope 1 and 2 CO₂ emissions has been achieved, equivalent to 100,000 tons of CO₂e, reflecting consistent climate performance aligned with Chile’s decarbonization commitments.

Through these initiatives, Grupo Saesa makes a concrete contribution to reducing emissions in the electricity sector, strengthening supply security, and developing sustainable energy solutions for the regions where it operates, establishing itself as a key player in the national energy transition and laying the groundwork for continuous processes of innovation and environmental improvement.



INITIATIVES TO REDUCE EMISSIONS

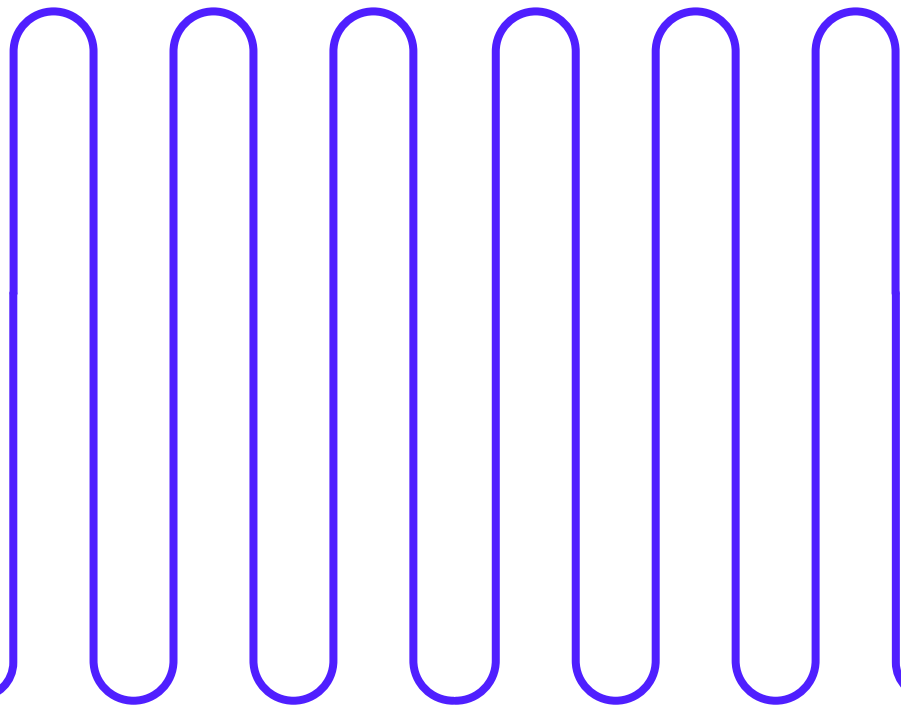
As part of its commitment to the energy transition and reducing its environmental footprint, Grupo Saesa has defined a portfolio of 13 projects aimed at improving the efficiency of the power grid, reducing the emissions intensity of operations, and strengthening the resilience of the infrastructure.

Along with the progressive decarbonization of Chile’s energy mix, these initiatives project a 61% reduction in emissions by 2032 compared to the 2022 baseline year, exceeding the established target of 42%. It should be noted that these projections are sensitive to business growth assumptions and the timely implementation of the committed projects.

SIMPSON POWER PLANT
The Simpson Power Plant is a thermal power plant with an installed capacity of 10 MW, which uses liquefied petroleum gas (LPG) as a partial substitute for the diesel-based generation currently used by the Tehuelche Power Plant. The estimate of avoided emissions considers total energy generation, assuming the replacement of a portion of Grupo Saesa’s diesel-based energy mix, while incorporating residual emissions associated with the use of LPG. This project will enable an estimated annual reduction of 3,484 tons of CO₂ equivalent, contributing to more efficient operation of the power grid and a reduction in emissions intensity in areas with greater operational constraints.

CHILE CHICO SOLAR ENERGY PROJECT
The Chile Chico Solar Energy Project involves the development of a photovoltaic plant with an installed capacity of 1,000 kW, complemented by a 500-kW battery energy storage system (BESS) with a 4-hour runtime. Annual generation is projected to reach 1.84 GWh starting in 2026, which will enable an estimated reduction of 1,385 metric tons of CO₂ equivalent per year, associated with the replacement of energy from sources with higher emissions intensity. This initiative contributes to greater penetration of renewable energy, enhances the operational security and efficiency of the power system, and strengthens the resilience of the supply in the area.





EXPANSION OF ALTO BAGUALES WIND FARM

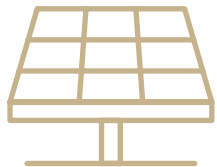
The Alto Baguales Wind Farm Expansion Project involves replacing three existing wind turbines with higher-capacity units, along with the addition of five new wind turbines. With this expansion, the wind farm is projected to reach an annual production of 33 GWh starting in 2026, which will enable an estimated reduction of 22,646 tons of CO₂e by displacing higher-emission electricity generation within the power system.



BACKUP POWER PLANTS

The Backup Power Plants project involves the implementation of solar power plants aimed at reducing distribution losses and decreasing the purchase of energy through contracts. The defined goal is to achieve 24.6 GWh of generation by 2025.

The climate benefit is accounted for under Scope 2, considering that 10% of total generation is allocated to reducing technical losses, while the remainder contributes to reducing energy purchased from the grid. As a result, a reduction of 178 tons of CO₂ equivalent in emissions is estimated, strengthening the operational efficiency and environmental performance of the power grid.



CERRO SOMBRERO SOLAR ENERGY PROJECT

The Cerro Sombrero Solar Energy Project is a solar photovoltaic plant with an installed capacity of 2,980 kW. The initiative anticipates an estimated annual generation of 4.72 GWh starting in 2026, which would allow for an approximate cumulative production of 33 GWh over its operational lifespan. This performance will result in an estimated reduction of 3,563 tons of CO₂ equivalent, associated with the displacement of energy from higher-emission sources within the electricity system.



GRID DIVISION PROJECT

The Grid Division Project aims to redistribute the electrical load among the various components of the system, preventing the overloading of distribution transformers. This measure helps ensure service continuity and quality, while reducing technical losses associated with grid operation.

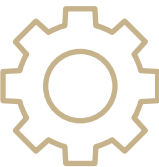
An energy savings target of 3.4 GWh by 2029 has been established, which will enable an estimated annual reduction of 248 tons of CO₂ equivalent in emissions, associated with more efficient operation of the power grid and lower emissions intensity in distribution.



NEW LINES

The line expansion project aims to reduce the overload on existing feeders, improving service quality and continuity and increasing the system's capacity to meet growing electricity demand. This initiative helps optimize energy efficiency and strengthen the grid's resilience in the face of more demanding operational scenarios.

The defined goal is to achieve an energy benefit of 16.5 GWh by 2028, which translates to an estimated reduction of 1,186 tons of CO₂ equivalent in emissions, associated with more efficient operation of the distribution system.

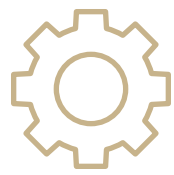


VOLTAGE LEVEL UPGRADE

The voltage level upgrade project involves modernizing equipment and insulation systems, raising the operating voltage from 13.2 kV to 23 kV. This upgrade allows for the transmission of higher load volumes with lower electrical losses, optimizing the use of existing infrastructure and providing greater operational flexibility to efficiently respond to growing demand.

The defined goal is to achieve an energy benefit of 2.57 GWh by 2029, which translates to an estimated reduction of 2,621 tons of CO₂ equivalent in emissions, associated with more efficient operation of the distribution system and lower emissions intensity.

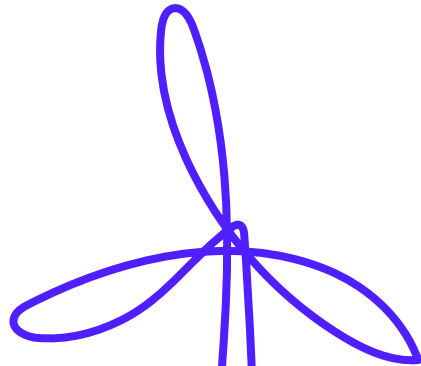




INSTALLATION OF NEW EQUIPMENT

The project to install new equipment includes the addition of medium-voltage regulators, step-down transformers, and reclosers, with the aim of improving service quality and continuity and enabling grid reconfigurations that reduce losses associated with load distribution. This modernization provides greater operational flexibility and efficiency in managing the distribution system.

The initiative sets a target of 2.33 GWh in energy savings by 2026, attributed to the reduction of technical losses, which translates to an estimated reduction of 191 metric tons of CO₂ equivalent in emissions, contributing to more efficient and lower-carbon operations.

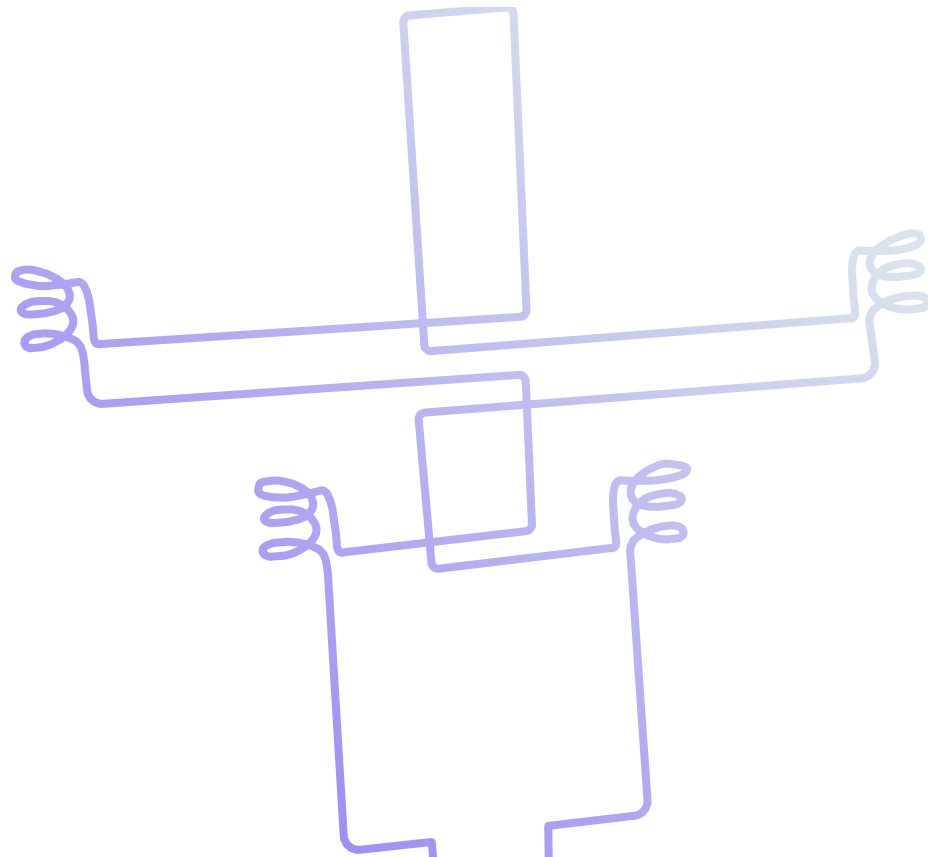
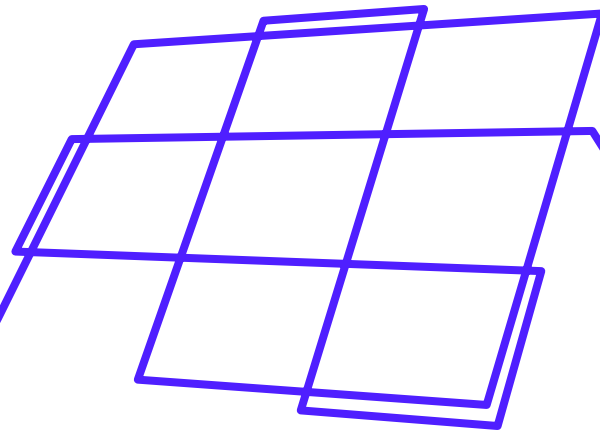


HORNOPIRÉN AND COCHAMÓ BATTERY PROJECTS

Both projects involve the acquisition and installation of battery energy storage systems (BESS), each with a capacity of 1,000 kW and a runtime of 4 hours (4 MWh), aimed at optimizing the dispatch of thermal generation and improving the operational efficiency of the power grid.

The implementation of the BESS systems will allow each project to reduce the number of generator sets operating at technical minimum as on-call reserve from three to two, with the battery providing the equivalent backup for one of them. This configuration results in more efficient operation, with lower fuel consumption, and better management of system voltage and frequency.

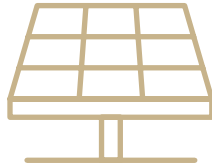
As a result, the total emissions avoided by the 2032 target year are estimated at 1,210 tons of CO₂ equivalent, contributing to the reduction of emissions intensity and the strengthening of the power system's operational resilience.



LINE REINFORCEMENT

The line reinforcement project involves upgrading the medium-voltage lines to increase their electrical transmission capacity. This improvement allows for more efficient management of higher loads, optimizing the system's energy performance, reducing technical losses, and improving service quality and reliability.

The defined goal is to achieve an energy benefit of 6.31 GWh by 2031, which translates to an estimated reduction of 457 tons of CO₂ equivalent in emissions, associated with a more efficient and resilient operation of the distribution grid.



PALENA PHOTOVOLTAIC PROJECT

The project involves the development of a solar photovoltaic plant with an installed capacity of 1 MW, located in the municipality of Palena, with an annual generation target of 1,835 GWh starting in 2027. The estimate of avoided emissions is calculated based on the total energy generated, considering its partial replacement of fossil fuel-based generation.

Although the project contributes to reducing emissions associated with Scopes 1 and 3, for the purposes of this section, only the reduction corresponding to Scope 1 is reported, estimated at 1,385 metric tons of CO₂ equivalent, reflecting its contribution to a cleaner energy mix and lower-emission operations in the region.



ENVIRONMENTAL MANAGEMENT



"NO + PILAS (NO MORE BATTERIES) PROGRAM"

For the past 15 years, the Saesa Group has consistently promoted a collaborative socio-environmental management model focused on the collection, handling, and safe disposal of used batteries, in partnership with public institutions, social organizations, and local communities. This initiative directly addresses the management of waste classified as hazardous, preventing its release into the environment and mitigating risks of soil, water, and ecosystem contamination. The Company is primarily responsible for transportation logistics and final disposal at authorized facilities, ensuring traceability and environmental compliance.

In 2025, the program collected 18.3 tons of batteries across 56 municipalities in 5 regions of the country. Historically, the initiative has managed over 129 tons, consolidating a decade and a half of uninterrupted operation aimed at neutralizing the harmful environmental impact of this waste and positioning itself as a benchmark for responsible management.



CIRCULAR ECONOMY AND WASTE MANAGEMENT

As part of its efforts to strengthen environmental and asset management, Grupo Saesa has formal guidelines for the management of waste and decommissioned assets, established through its Circular Economy and Waste Management Policy. These guidelines direct the proper handling of waste by partners, employees, and contractors, in line with the Strategic Asset Management Plan, promoting safe and responsible disposal aligned with industry best practices.

This approach seeks to maximize the recovery and recirculation of materials, fostering an organizational culture committed to the circular economy and the reduction of environmental impacts throughout the life cycle of assets.

In this context, the Group has established a standard for waste management and treatment, supported by the operation of a facility dedicated exclusively to the management of these materials and decommissioned assets. This advancement represents a significant milestone within the asset management model and supports compliance with the requirements associated with its certification process, reflecting a consistent level of maturity and management aligned with the principles of continuous improvement.



REUSE AND RECYCLE

In 2025, more than 500 tons of recycled material were processed and used in new production processes. This was done through a company that specializes in the management of waste materials.

Refurbished Transformers

227
2023

498
2024

526
2025

In addition, a pilot project focused on the recirculation of concrete utility poles was successfully carried out. These poles, which were traditionally considered waste destined for final disposal in authorized landfills or collection sites owned by Saesa, were recycled.

In 2025, more than 4,000 utility poles were shredded and entered a circular process.

The crushed concrete is used as a base for road construction within the group and as material for setting new poles.



Non-Hazardous Industrial Waste

Type of Treatment	ton
Soil application	33.98
Preparation for reuse	173.76
Recycling of electrical and electronic equipment	2.36
Metal recycling	709.71
Plastics recycling	5.76
Landfill	185.84
Construction Debris Site	538.39
Rubber recycling	2.44
Total	1,652

Metal recycling

Metal Recycling 2025	ton
Copper Recycling	66.6
Aluminum Recycling	403.9
Non-Galvanized Steel Recycling	20.5
Galvanized Steel Recycling	218.6
Tons of Recycled Metals	709.7

Recycling Campaign 2025

Waste	Kg
Paper	345.89
Cardboard	217.50
PET-Plastics	17.30
Aluminum	35.45
Organic	39.85
Total	655.99

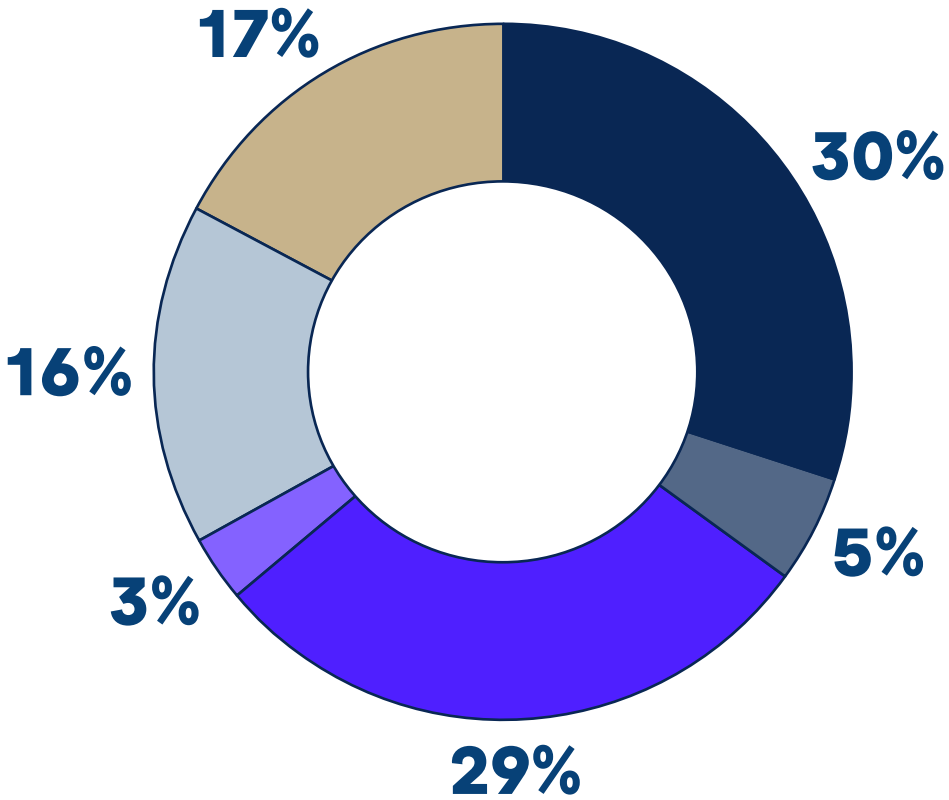
HAZARDOUS WASTE

Hazardous waste management is carried out in accordance with the current regulatory framework, specifically Executive Order No. 148/2003 of the Ministry of Health, which regulates its sanitary management.

To ensure proper and traceable management, waste is reported online to the authorities through the Electronic Hazardous Waste Reporting and Tracking System (SIDREP). In this context, Grupo Saesa has specific procedures governing the management of hazardous waste both under normal operating and maintenance conditions at generation, transmission, and distribution facilities, and in situations arising from accidents or operational incidents.

In all cases, the storage, transport, and final disposal of hazardous waste are carried out in strict compliance with applicable regulations, ensuring safety, control, and environmental responsibility.

Facility	Ton
CORONEL	28.9
TEHUELCHÉ	172.9
BARRO BLANCO	167.3
SE OCHAGAVIA	36.7
IF SE SANTA BÁRBARA	6.0
IF SE LA SEÑORAZA	3.2
IF SE EPULEUFU	1.0
IF SE APOQUINDO	0.3
IF SE BATUCO	0.2
IF SE TRINIDAD	0.6
IF SE NUEVA LAMPA	1.1
IF SE LO AGUIRRE	0.2
IF SE LA REINA	0.0
IF SE SANTA MARTA	0.2
IF SE CASTRO	1.1
SE PANAMERICANA	0.0
IF AMPLIACIÓN PE ALTO BAGUALES	1.7
Total	421.3



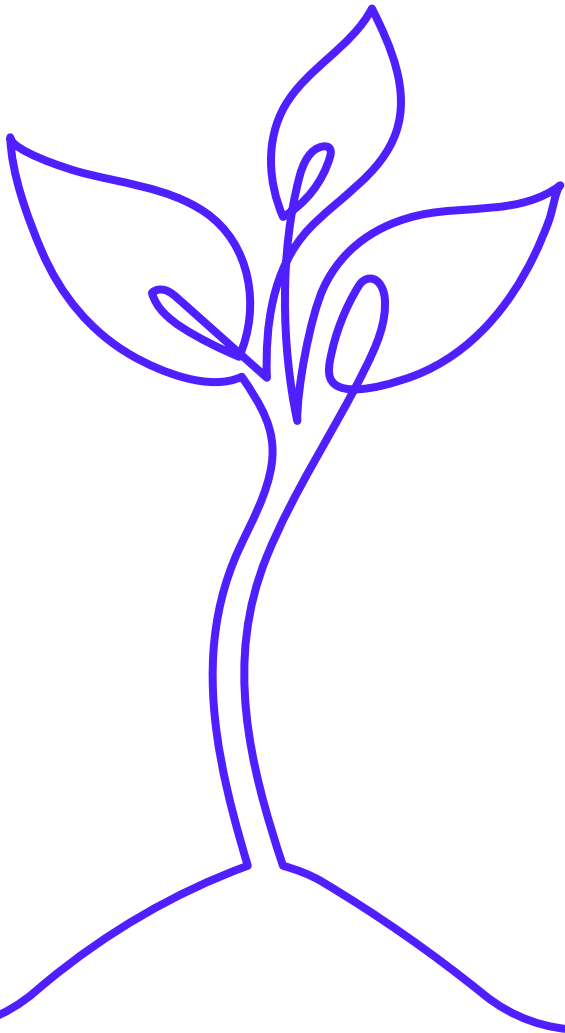
- Lubricating oil
- PCB-Free dielectric oil
- Soil contaminated with hydrocarbons
- Contaminated oil
- Water contaminated with hydrocarbons



BIODIVERSITY

REFORESTATION

The operation of the electric power business generates externalities that require responsible and proactive management aimed at protecting the environment, biodiversity, and people. In this context, environmental management incorporates systematic measures to balance the safety and continuity of the power supply with the protection of the ecosystems where the electric power infrastructure is located.



In accordance with current regulations, logging and reforestation management plans are periodically submitted to the National Forestry Corporation (CONAF), in connection with civil engineering projects and preventive pruning of trees near power lines. These actions enable proper vegetation management, reduce operational risks, and minimize impacts on the natural environment.

In addition, campaigns and partnerships aimed at reforestation with native species are promoted, contributing to the recovery of impacted areas and the strengthening of environmental management aligned with the principles of sustainability and biodiversity conservation.

Hectares reforested in 2025	
Luz Osorno	2.47
Frontel	4.14
Edelaysen	14.74
STS	31.81
Saesa	11.52
Total	64.68

WATER MANAGEMENT

Currently, Grupo Saesa does not have a formalized strategy for water resource management. Recorded water consumption is primarily associated with use in corporate buildings and project execution, and does not represent a significant input for the operational processes of the electricity business.

Total (m³)	
Edelaysen	4,164
Frontel	3,110
Saesa	19,922
SAGESA	34,306
STS	2,710
STN	48
Total	64,260



RELATIONSHIP WITH COMMUNITIES AND THE ENVIRONMENT

The development of sustainable energy projects requires an early, transparent, and long-term relationship with the regions where they are located. In this context, Grupo Saesa views intercultural dialogue and sustainable regional development as a strategic pillar of its social management, oriented toward strengthening a harmonious and mutually beneficial relationship with neighboring communities.

To this end, the Company has made progress in implementing the Guide to Best Practices and Community Engagement, which establishes principles and standards for an ongoing relationship based on constructive dialogue, active listening, and respect for social, cultural, and territorial realities. This approach recognizes that timely and equitable information is a key factor in building trust and ensuring the proper integration of projects into their surroundings.

The engagement strategy prioritizes early outreach, even before the start of formal environmental assessment processes, to inform communities firsthand about the company’s management and the projects under development. This practice allows for gathering concerns, identifying expectations, and creating conditions for informed and meaningful participation.

Systematic community engagement efforts have enabled Grupo Saesa to identify, anticipate, and mitigate socio-environmental risks, as well as reduce potential externalities associated with its operations. To this end, the engagement process incorporates the identification of relevant stakeholders and the assessment of potential socio-environmental impacts through the conduct of Stakeholder Mapping Studies in the project areas of influence. This information serves as a key input for the development of outreach plans and for strengthening environmental assessment processes.

From this perspective, intercultural dialogue is not limited to a mere communication exercise but is established as a strategic tool for sustainable territorial development, contributing to the viability of projects, the strengthening of the social license to operate, and the creation of shared value in the territories where Grupo Saesa carries out its activities.



“MUJERES CON ENERGÍA” (WOMEN WITH ENERGY) PROGRAM

The Women with Energy program has supported nearly 1,600 women entrepreneurs, adding 330 new participants in 2025 and providing over 120 hours of training. Its approach integrates training, access to support networks, financing, and marketing channels, strengthening women’s leadership and local economic development, and making a concrete contribution to equity in a context of persistent gaps in women’s labor force participation.

Program statistics:

- 8,269 applications received
- 1,574 women entrepreneurs have participated as students
- 250 winners for academic performance
- 10 training courses held
- 5 years of operation



“BARRIOS CON ENERGÍA” (NEIGHBORHOODS WITH ENERGY) PROGRAM

In 2025, this program helped improve safety and quality of life in 38 municipalities by lighting 52 community spaces, benefiting nearly 42,000 people. These initiatives strengthen social cohesion and a sense of community belonging, contributing to safer and more livable environments in the areas where the program is implemented.

Program statistics:

- 141** lighting projects
- Over 95,000** residents benefited
- 4** years of operation



"SAESA LEAGUE" PROGRAM

In 2025, the Saesa League celebrated 25 years as a leading force in youth basketball in Chile. Since its creation in 1999, more than 9,000 children and young people have participated in this initiative, which promotes sports and values such as teamwork, discipline, and personal growth.

Over the past year, nearly 2,000 basketball players represented 17 municipalities, and the league generated more than 800 direct and indirect jobs, establishing itself as a nationwide initiative with social and educational impact.



“CONECTA TU SEDE” (CONNECT YOUR COMMUNITY CENTER) PROGRAM

The Connect Your Community Center program provides electricity to community centers by connecting them to the grid and donating or repairing interior electrical installations at no cost. Over the past year, the initiative benefited nearly 10,000 families through work on 68 properties in 44 municipalities, including neighborhood centers, traditional homes, parishes, sports clubs, and fire stations, strengthening access to safe energy, and enabling key community spaces for local development.

Program statistics:

- Approx. 350** properties connected
- Approx. 36,000+** families benefited
- 13** years of operation



“CONECTA TU ENERGÍA” (CONNECT YOUR ENERGY) PROGRAM

Since 2021, the Conecta Tu Energía program has strengthened connectivity, digital inclusion, and equitable access to basic services by installing free charging stations for mobile devices in public spaces of high social value.

In 2025, 14 charging stations were installed in 10 municipalities, benefiting more than 14,000 people at health centers, hospitals, bus terminals, city halls, and other community spaces, contributing to regional development, social cohesion, and the creation of shared value.

Program statistics:

- 126** locations equipped with charging stations
- Approx. 114,000** direct beneficiaries
- 5** years of operation

“ESCUELAS CON ENERGÍA” (SCHOOLS WITH ENERGY) PROGRAM

For the past 14 years, Grupo Saesa has been consistently implementing the “Schools with Energy” program, a flagship initiative with social and regional impact aimed at supporting rural education and reducing structural gaps in access to basic learning conditions. The program was created in response to the challenges faced by many rural schools. Based on the identification of key needs, the Company donates items to these

small schools ranging from backpacks with school supplies to audiovisual, technological, sports, and arts equipment, which strengthen the teaching capabilities of the faculty—many of whom are sole teachers—and expand educational, social, and personal development opportunities for children and youth in highly vulnerable regions. In 2025, the initiative helped 66 schools and 2,830 students from 38 different municipalities.

A second strategic component of the program is the Inter-school Energy Efficiency Competition, which incorporates a training component and applied environmental education. Over a period of 4 or 5 months, participating schools are invited to reduce their electricity consumption by a certain percentage compared to the same period the previous year. During this time, they receive performance reports, energy-saving recommendations, audiovisual educational content, and in-person support through talks given by the outreach teams from the Saesa Group’s

eight regional offices. In 2025, this competition involved 20 schools from 16 municipalities, engaging more than 1,100 children in concrete energy efficiency practices. As a result, three winning schools were recognized, having achieved, on average, a 21% reduction in their electricity consumption compared to the previous year.

Program statistics:

680 beneficiary schools

+28,500 students helped

14 years of operation



TECHNICAL HIGH SCHOOLS WITH ELECTRICITY SPECIALIZATION

Developed by Grupo Saesa over the past 13 years, this program is a social and educational initiative aimed at strengthening a culture of safety, risk prevention, and the development of technical expertise among young students at technical and vocational high schools within its operational area. The program complements official curricula through theoretical and practical training in electrical safety, low- and medium-voltage network maintenance, first aid, smart metering, and electrical system operation, contributing to the development of critical job skills for the industry.

The initiative includes the provision of personal protective equipment, training infrastructure through training grounds, hands-on field activities, technical visits to Grupo Saesa facilities, and internship opportunities for select outstanding students.

The program has been in operation for 13 years, benefiting 28 high schools, more than 2,000 students, and 60 trained teachers. In 2025, three new collaboration agreements were implemented, and in total, the program worked with 14 high schools and trained more than 670 students through 41 activities.





“SOMOS VECINOS” (WE ARE NEIGHBORS) PROGRAM
This program stems from a simple yet profound conviction: sustainable relationships are built through listening.

The program is grounded in open dialogue, active listening, and mutual respect as the pillars of the relationship between the company and the communities. Through in-person meetings with neighbors, local leaders, and key stakeholders in organized communities, the company not only provides relevant and useful information but, above all, creates genuine spaces to address concerns, criticisms, complaints, ideas, and proposals, recognizing people as the protagonists of local development.

More than just a program, “Somos Vecinos” is a way of relating: open, approachable, transparent, educational, and deeply human. It is the expression of a company that sees itself as part of the region, connecting through empathy, consistency, and social responsibility, thereby strengthening its social license to operate and its contribution to sustainable development.

Over these 12 years of sustained work, the company has held more than 3,400 community meetings, engaging with over 38,000 people across 110 municipalities, and consolidating a model of structural dialogue based on trust, participation, and shared values.

INTERCULTURAL DIALOGUE AND SUSTAINABLE TERRITORIAL DEVELOPMENT

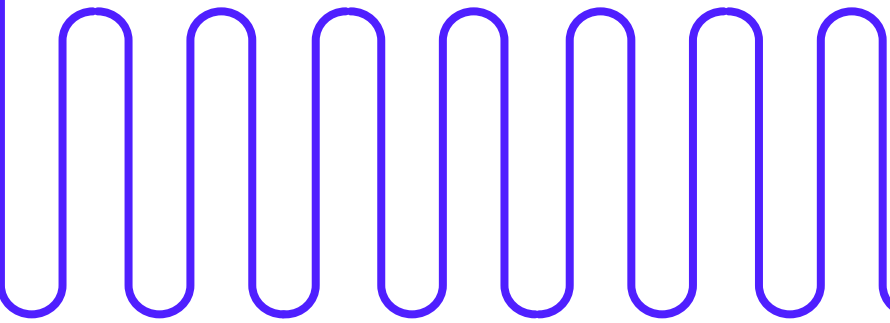
As part of its Sustainability Strategy and the “In Tune with People and the Environment” pillar, Grupo Saesa, through its distribution company Frontel, is developing a territorial management model in collaboration with the communities in its areas of operation, integrating the indigenous communities of Biobío and La Araucanía across all initiatives. To this end, the company launched engagement programs aimed at contributing to the well-being of the territories where it operates, strengthening ties across various spheres.

In terms of connectivity and basic services, the “Connect Your Energy” program enabled the installation of three electric charging stations in three public buildings. The “Connect Your Community Center” program facilitated the installation of 11 new electrical connections in community centers. Both initiatives were particularly significant in rural areas—some of which are highly dispersed—as they strengthened community access to energy and created spaces for gathering, organization, and cultural development.

The “Neighborhoods with Energy” program developed four community projects, benefiting more than 4,500 residents through lighting interventions aimed at improving neighborhood energy infrastructure, strengthening safety, social cohesion, and quality of life in strategic community settings. These actions are coordinated, recognizing the central role of neighborhoods as hubs of identity, organization, and community life.

In the field of education and training, the “Schools with Energy” program benefited 12 educational institutions, directly impacting 500 students, strengthening learning conditions, access to safe energy, and capacity building in rural educational settings. In addition, the “Palikantun Escolar” program (an ancestral game and traditional Mapuche sport) organized four intercultural tournaments, involving 22 schools and benefiting 920 students, promoting sports and social harmony from an intercultural perspective.

For Grupo Saesa, ensuring continuous, high-quality service goes hand in hand with building long-term relationships with communities, based on trust, respect, and active listening. This approach enables the development of a legitimate and sustainable operation over time, aligned with the well-being of the territories and the people who inhabit them.



	2021	2022	2023	2024	2025
Number of social programs	10	10	10	10	10
Number of regions impacted	5	6	6	6	6
Number of people benefited (approx.)	7 mil	41 mil	66 mil	100 mil	113 mil
Total investment (approx.)	\$165 million	\$389 million	\$412 million	\$575 million	\$552 million

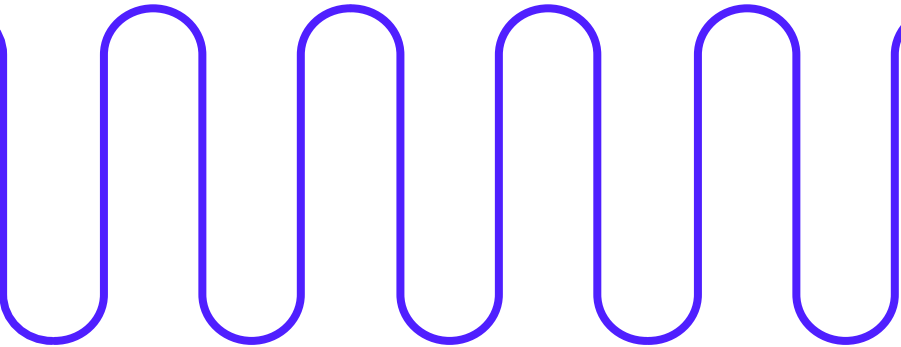


SUPPLIER AND CONTRACTOR MANAGEMENT

Procurement processes contribute to a resilient supply chain, thinking about mitigating risks from the perspective of operational continuity, fostering innovation, and sharing the Company’s values and objectives with suppliers, who thus become facilitators in the achievement of the Company’s objectives.



This supply chain manages and integrates stages with its suppliers, including supplier registration and selection, bidding and contracting processes, and contract management. The supplier qualification process involves various areas depending on the type of supplier and the type of service or product delivered.



Before the procurement process begins, potential suppliers seeking to participate in procurement procedures are verified to ensure that they are aligned with the Company’s strategic vision and expectations in legal, financial, labor, tax, commercial, security, and compliance matters.

This process is conducted externally with Red Negocios of the Santiago Chamber of Commerce, which has enabled us to increase our analytical capacity and qualify more than 500 suppliers by 2025.

The ongoing monitoring of information from public sources on these qualified suppliers allows us to better manage the risks associated with the supply chain, which also considers the geographical diversification of our suppliers in the event of climate risks, political conflicts, or economic crises.

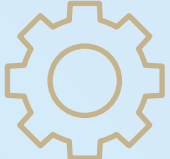
In 2025, we also implemented the SAP Ariba Supplier Lifecycle & Performance technology solution, which allows us to centrally manage a supplier registry with this up-to-date risk and performance information.

The rollout of the Procurement Policy has enabled us to further centralize purchasing and contracting, thereby optimizing management in terms of cost, quality, and timeliness in the supply of the materials, equipment, and services necessary for the company’s business operations.

Among the most significant projects is the launch of international public tenders for the company’s power transmission infrastructure expansion projects and the operating lease of vehicles, both for our own fleet and for our contractors..

CONTRACTOR PLAN 2025 marks the conclusion of the current plan, consolidating the lessons learned, results achieved, and capabilities developed, which form the foundation for a new phase in the evolution of the model for engaging with partner companies.

Contractor Plan 2.0 is based on five key areas of focus:

	Management: Promote and foster a structured management process tailored to the maturity level of contracting companies.	The Management Program for Contractors was implemented for the fourth consecutive year, comprising seven learning modules designed to provide general management concepts to Grupo Saesa’s contractor companies. Additionally, the implementation of an awareness-raising plan through informational capsules and infographics stands out, addressing relevant topics such as integrity standards and cybersecurity.
	Safety: Promote new safety practices under standards of excellence, encouraging efficiency in processes.	Within the Safety pillar, an instructional model was created to progressively strengthen technical training in the Transmission area. Additionally, within this pillar, a proposal was developed for the modernization of equipment used by the company’s operations crews.
	Internal processes: Evaluate critical and strategic processes related to Grupo Saesa’s operations to formulate value propositions that generate process efficiency.	During 2025, work continued on the design and development of the Payments platform, with the pilot implementation of this platform in the Construction and Engineering processes. Likewise, progress was made in integrating contractors into the company’s internal processes, along with strengthening the control and oversight of reporting related to contractor productivity on engineering projects.
	Customers: Develop a plan to diagnose the digital competencies of contractor companies, and to evaluate the current systems that support operational processes and interact with contractor companies.	During the period, various initiatives were developed for contracting firms involved in customer service processes. In this context, for the third consecutive year, expanded workshops were held with owners of contracting firms, designed to strengthen management of processes related to the customer experience. These initiatives included both online and in-person training sessions, as well as a reflection session during Customer Week, incorporating this year an award for the firms that achieved the best results in satisfaction indicators.
	Human Resources: Promote and transfer good practices in personnel management, while strengthening communication flows.	As part of annual initiatives, a workplace environment survey was conducted to evaluate and foster a positive work environment in collaboration with contractor companies. Additionally, progress was made in the strategic classification of contractor companies, incorporating risk and subcontracting criteria as a foundation for more efficient and sustainable management.

Starting in 2026, the Company will embark on a new strategic phase with the implementation of the EEE-C Plan (Ecosystem of Excellence for Partner Companies), designed as an evolution of the Contractors 2.0 Plan and with a long-term perspective.

The EEE-C Plan aims to consolidate an ecosystem of partner companies that are highly aligned with the Company’s values, standards, and vision for the future, promoting long-term relationships based on operational excellence, safety, sustainability, innovation, and people development.

This new ecosystem is structured around five strategic pillars, which seek to deepen the comprehensive management approach, strengthen shared responsibility for results, and position partner companies as key strategic partners for meeting corporate objectives and future business challenges.

CONCENTRATION OF SUPPLIERS AND CUSTOMERS

In the case of the Company, no single customer or supplier accounts for at least 10% of the Company’s total income or expenses.





RELATIONSHIP WITH STAKEHOLDERS AND THE PUBLIC AT LARGE

Stakeholder	Owner	Channels	Importance for Grupo Saesa
 Regulators and authority	Interaction with this stakeholder group is approached from different areas of Grupo Saesa and the Company, depending on the objective or situation that generates this relationship. In this context, there is no particular responsible party.	• Meetings with authorities as part of various regular regulatory and policy processes. • Somos vecinos meetings with municipal councils. • Emailing. • Annual reports and corporate information published online. • Company’s social media. • Mailings and newsletters. • Press releases and media advisories. • Whistleblower Channel.	• Transparent publication of management. • Payment of taxes proportional to economic activities. • Implementation of prevention measures in terms of Compliance. • Application and supervision of compliance with internal codes and standards, especially the Code of Ethics, Criminal Risk Prevention Model, among others.
 Civil Society	Interaction with this stakeholder group is approached from different areas of Grupo Saesa and the Company, depending on the objective or situation that generates this relationship. In this context, there is no single person in charge; however, responsibility lies with the zone departments and the Corporate Affairs and Sustainability Department through their relationship teams.	• Social and environmental programs targeting the community. • Early citizen participation in projects. • Regular meetings and community relations. • Participation in dialogue working tables. • Whistleblower Channel. • Somos Vecinos (We are neighbors) Radio Broadcast • Financial and Sustainability annual reports • Website. • Company’s social media. • Mailings and newsletters. • Press releases and media advisories.	• Establish spaces for collaboration with leading civic organizations to improve our sustainability performance and implement effective and efficient solutions. • Share best practices and progress with academic organizations, so that they can prepare case studies that analyze our progress, challenges, and opportunities. • Leveraging various communication channels to promote open dialogue and debate on the impact of business and corporate strategy. • Transparent disclosure of our financial and sustainability performance, progress, challenges, opportunities, and aspirations.
 Customers and end users	Interaction with this stakeholder group is approached from different areas of Grupo Saesa and the Company, depending on the objective or situation that generates this relationship. In this context, there is no specific person in charge, however, the centralization is in the management in charge of customer relations.	• Satisfaction surveys. • Somos Vecinos (We are neighbors) Program in-person meetings. • Field visits. • Mobile app, virtual branch, call center, full-service offices. • Somos Vecinos (We are neighbors) Radio Broadcast • Whistleblower Channel. • Financial and Sustainability annual reports • Website. • Company’s social media. • Mailings and newsletters. • Press releases and media advisories.	For Grupo Saesa, customers are at the center of its management, and knowing their expectations and experience is relevant to adequately respond to these requirements



Stakeholder	Owner	Channels	Importance for Grupo Saesa
 Financial Community	The interaction of this group is centered in the Finance Department, particularly in the Investor Relations Area.	• Virtual and in-person meetings between members of the Executive Committee and the company's Board of Directors. • Regular reports. • Whistleblower Channel. • Financial and Sustainability annual reports • Website. • –Company's social media. • –Mailings and newsletters. • –Press releases and media advisories.	The financial community is crucial to the company's stability and growth. Investors, analysts, and financial institutions provide key resources, such as capital and advice, and their confidence is essential for accessing financing. Furthermore, their perception of the company directly influences its ability to attract new investments, which in turn directly impacts the company's long-term success.
 Employees and contractors	• The interaction of this group is broad and depends on the subgroup in general and is focused on Finance Department in particular: • HR Department, Operations Dept., Adm. And Finance Dept., Health & Safety Dept.	• inTV, inForma, Mundo platform Saesa and Facilita, Yammer, WhatsApp, • Saesa Salud (Health) App • Virtual and in-person ceremonies, motivational videos, and extended sessions. • Control panels at regional offices and regular meetings of the work teams. • Work environment and commitment assessment. • Whistleblower Channel. • Financial and Sustainability annual reports • Website. • Company's social media. • Mailings and newsletters. • Press releases and media advisories.	• Promote equal access to opportunities. • Offer flexible work, paid parental leave and volunteer time. • Raise awareness of mental health and support employee well-being through a range of programs and initiatives.
 Press	• Corporate Affairs and Sustainability Department through its communications managers. • Zone and other departments through their authorized spokespersons.	• Somos Vecinos (We are neighbors) Program • Mailing • Interviews. • Somos Vecinos (We are neighbors) Radio Broadcast • Whistleblower Channel. • Financial and Sustainability annual reports • Website. • Company's social media. • Mailings and newsletters. • Press releases and media advisories.	



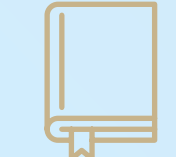
RELATIONSHIP WITH INVESTORS, BONDHOLDERS, AND CREDIT RATING AGENCIES

Grupo Saesa is committed to transparency in information and communication with its investors and the capital markets in general.

In the area of communication, its objectives include aligning its interests with those of its shareholders and bondholders, promoting long-term value creation and sustainable profitability. Likewise, it seeks to maintain the trust of the capital markets and society at large. In this context, it provides investors with information that meets their expectations and is aligned with its corporate culture and values. The Group believes that the principles of communication should also govern communication with all investors as appropriate.



Among the general principles in communication are:

-  The protection of the rights and interests of all investors, facilitating the exercise of their rights, the transmission of information to them, and the creation of opportunities for them to participate effectively in corporate governance;
-  Equal treatment and non-discrimination, ensuring that all investors are treated equally.
-  Fair disclosure. The Company ensures that all information provided to investors is disclosed in a transparent, truthful, and consistent manner, taking into account the principle of fair disclosure.
-  Compliance with legal provisions and rules with the competent regulatory or supervisory authorities.

The Company has an Investor Relations department headed by an Investor Relations Officer who is responsible for ensuring the timely disclosure of relevant, transparent, and high-quality information to the market regarding the Company’s key financial, strategic, and operational matters.

The Company has made available to investors a special section, titled “Investors,” on its corporate website (<https://web.gruposaes.cl/web/guest/home-inversionistas>) for the purpose of disseminating documents deemed to be of greatest interest, such as corporate and earnings presentations, annual reports, management discussions and analyses, and financial statements. The Investor Relations area is available to attend to any request about the Company, either in Spanish or English.



RISK RATING

Inversiones Eléctricas del Sur has credit ratings assigned by four agencies—two regional and two global—which were confirmed in 2025. This recognition highlights the company’s strong performance, the stability of its cash flows, and the robustness of its financial structure.

Feller Rate

Ranking

Overview
Update
Date

Electric

AA–
Stable
Ratified
abr-25

ICR Chile

Overview
Update
Date

AA–
Stable
Ratified
jun-25

MEMBERSHIP IN
TRADE UNIONS,
ASSOCIATIONS, OR
ORGANIZATIONS

- Fundación Generación Empresarial
- Asociación de Transmisoras de Chile
- Empresas Eléctricas A.G.
- CIGRE Chile
- ACERA
- Cámara Chilena de la Construcción
- GPTW
- Consejo Mundial de Energía Chile – WEC

Saesa Innova

- ACERA
- ACESOL
- Cámara Chilena de la Construcción (Sede Osorno)

STN

- Cámara Chilena Canadiense de Comercio
- Asociación de Industriales Antofagasta (AIA)
- Asociación de Industriales Iquique (AII)



OTHER CORPORATE INFORMATION

6



- 140** Incorporation Documents and Corporate Purpose
- 140** Dividend Policy, Share Statistics, and Other Securities
- 142** Factores de Riesgo
- 150** Enforced Penalties
- 151** Material Disclosures or Facts
- 152** Subsidiaries and Related Entities
- 170** Property and Facilities, Trademarks and Concessions



INCORPORATION DOCUMENTS AND CORPORATE PURPOSE

Inversiones Eléctricas del Sur S.A.is a joint–stock company incorporated by means of a public deed executed on June 10, 2008, executed at Santiago Notary Public’s Office of Raúl Undurraga Laso, the authorized abstract of which was registered under number 17,956 on page 26,156 of the Santiago Register of Commerce of 2008 and published in the Official Gazette’s issue of June 14, 2008.

A public deed dated July 31, 2008 executed at Santiago Notary Public’s Office of Raúl Undurraga Laso converted the Company into a closely–held corporation called Inversiones Eléctricas del Sur S.A., the authorized abstract of which was registered under number 26,394 on page 38,356 of the Santiago Register of Commerce of 2008 and published in the Official Gazette’s issue of August 22, 2008.

PURPOSE OF THE COMPANY

The purpose of the Company is to make investments in all kinds of real and personal property, whether tangible or intangible, including shares of corporations, rights in companies, debentures, bonds, bills of exchange and all kinds of securities and investment instruments, as well as the management of these investments and their fruits.

DIVIDEND POLICY, SHARE STATISTICS, AND OTHER SECURITIES

DIVIDEND POLICY

In accordance with the Company’s bylaws, the Company will distribute annually, provided there are no losses for the year or accumulated losses from previous years, a mandatory dividend equivalent to 30% of the profits for the corresponding year, unless otherwise agreed at a general ordinary shareholders’ meeting by a unanimous vote of the issued shares.

DISTRIBUTABLE NET INCOME

The company does not apply any adjustments to the item “Profit (loss), attributable to the parent company’s owners” in the Statement of Comprehensive Income. Consequently, the values of such item are taken as a base, minus accumulated loss, if any, and distributed dividends charged to the accounting period are deducted from such result. First–time adoption adjustments to IFRS do not form part of this calculation to the extent they are not made.

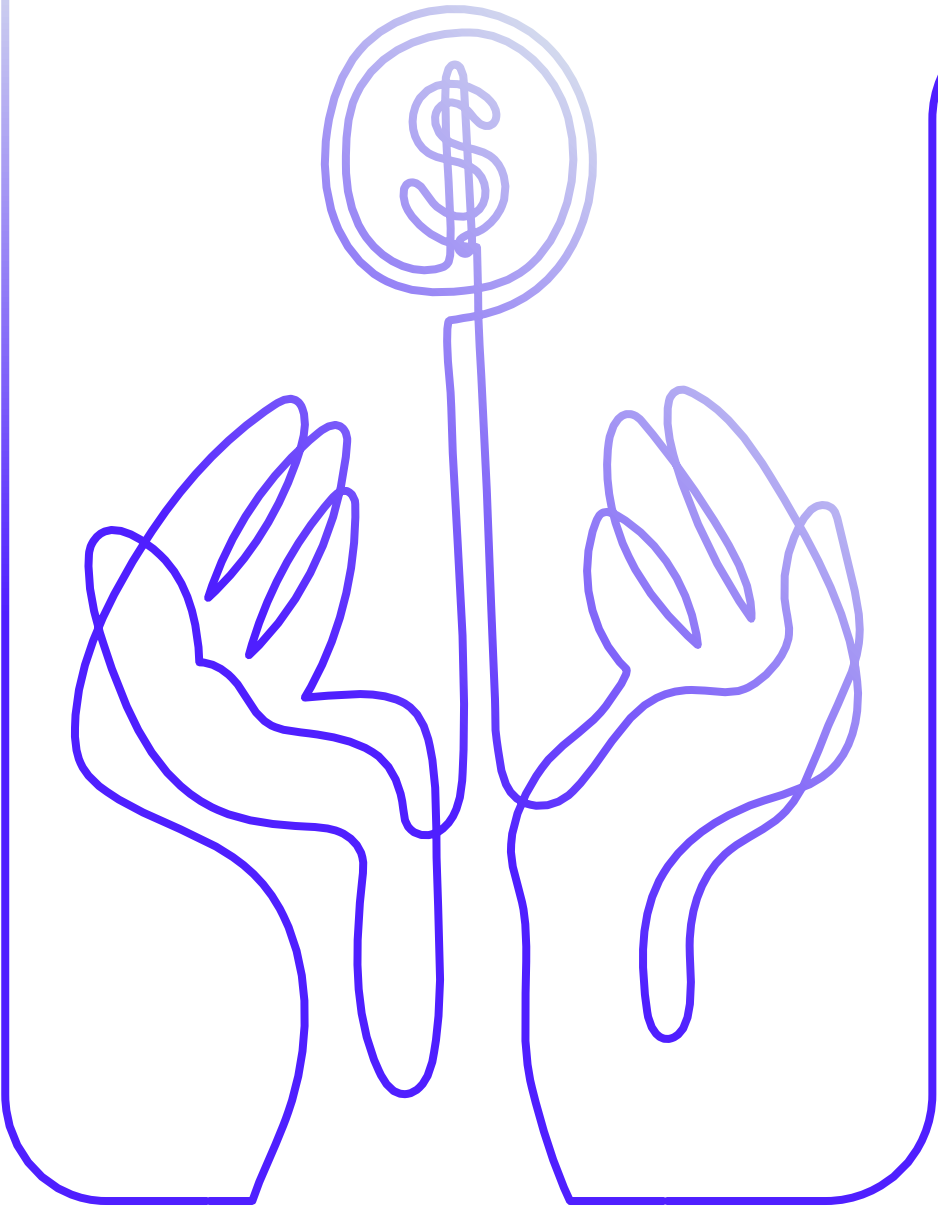
This policy for calculation of the distributable net income is applicable since 2010, following adoption by the Board on October 7, 2010, and compliant with the instructions issued by the former Securities and Insurance Supervisor (currently, the Financial Market Commission – CMF) in Circular Letter No. 1,945 of September 29, 2009.

Accordingly, the distributable net income of 2025 is as follows:

Distributable Income for Accounting Period 2025

Item	Millions \$
Initial distributable earnings	145,474
Profit (loss) attributable to owners of the parent	81,473
Reversal of prior year dividend provision	11,656
Minimum dividend provision	(24,442)
Accumulated Net Distributable Earnings	214,161

DISTRIBUTION OF PROFITS
The Board of Directors has agreed to propose to the 2026 Annual General Meeting of Shareholders that no dividends be distributed from the profits for the 2025 accounting period.



CAPITAL STOCK
The Company’s subscribed and paid-in capital as of December 31, 2025, amounted to MM\$ 483,747 distributed in 100 Series A shares and 93,780,651 Series B shares.

Million Ch\$	
Issued capital	483,747
Retained profit	214,161
Other reserves	64,109
Equity attributable to owners of the parent	762,017



DIVIDENDS PAID

Type	Period	Dividend per share	Payment Date
Final	2022	25.0	26-05-2023
Contingent	-	502.7	26-05-2023
Final	2021	638.9	27-05-2022
Final	2020	534.6	28-05-2021
Final	2019	413.9	30-05-2020
Contingent	-	525.3	09-07-2019
Final	2018	331.4	24-05-2019

*Both series have the same right to receive dividends..

**STOCK MARKET STATISTICS:
STOCK EXCHANGE
TRANSACTIONS**

The Company is a closely-held corporation and is registered with the Financial Market Commission.

Given the foregoing, its shares are not traded on the stock exchanges; therefore, it is inappropriate to disclose this information.

OTHER SECURITIES

Information regarding debt issuances and maturities are included in the Notes to the Consolidated Financial Statements in the Appendix to this Annual Report.

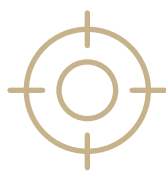
RISK FACTORS

BUSINESS-RELATED RISKS



Risk of Variation in the Earnings of Long-Term Electricity Supply Contracts

The Company holds long-term power sales contracts in its portfolio that are indexed to commodity prices, exchange rates, and inflation. Any adverse change in these indices could reduce the margin generated from these contracts, which could adversely affect the Company’s financial results.



Reputational Risk in the Construction of Projects

The construction of a new project may generate opposition from a local community, which could negatively affect the Company’s reputation or lead to potential lawsuits.

Any reputational damage could put pressure on regulatory authorities, and eventually lead to the Company abandoning projects under construction, which could negatively affect the Company’s financial results.

Financing Risk

The Company is exposed to the risk of not obtaining the necessary funds for its projects under development or construction. Likewise, it may not be able to refinance debt on terms beneficial to the Company. In the absence of such refinancing, the Company may be forced to liquidate assets at unfavorable prices in order to pay its debts.

Risk of Downgrading the Company’s Risk Rating

To ensure the continuity of its business and to achieve its objectives, the Company incurs short, medium, and long-term debt to finance its operations and business strategies. A downgrade of its credit rating could increase short-term borrowing costs and adversely affect the Company’s ability to fund its liquidity needs and access new long-term debt at attractive interest rates. In addition, certain debt sources have expressed reservations about investing in fossil fuel dependent businesses. If funding sources are reduced, capital costs could increase significantly.

Risk of not Achieving the Expected Results with the Current Strategy

The Company implements various actions to achieve its business objectives and strategies. The long-term success of the strategy is subject to significant risks, including adverse economic scenarios, difficulties in finding employees and delays in implementing the strategy, among others, which could have a material adverse effect on the Company’s financial results.





Risk of Labor Disputes

Labor disputes and the inability to reach collective bargaining agreements with labor unions could adversely affect the Company’s financial results.

Although the Company currently has good relations with its employees and their unions, there is always the possibility of labor strikes and there can be no assurance that labor relations will continue to be positive or that a deterioration in labor relations will not have an adverse effect on the Company’s operational continuity and financial results.



Risk of not Making Adequate Acquisitions, or of not Being Able to Successfully Integrate the Businesses the Company Acquires

The Company may undertake acquisitions that will enable it to expand its operations and increase its market share. However, the Company cannot assure that the acquisition of businesses will be successful. On the contrary, it is possible that these acquisitions may ultimately fail or result in a costly and lengthy process, delaying or hindering the integration of its operations.

Once the acquisition process is complete, the Company may incur unexpected costs related to the transaction or realize lower-than-expected benefits, which could adversely affect the Company’s financial results.



Risk of Non-Performance in its Payment and Dividend Payment Obligations

The Company’s cash flows and ability to meet its financial obligations depend, to a large extent, on its financial performance. The Company’s cash flows and ability to meet its financial obligations depend, to a large extent, on its financial performance.

Poor financial performance could prevent the Company from paying dividends and meeting its financial obligations. In the latter case, creditors affected by the non-payment could demand early repayment of the financing, which would have a material adverse effect on the Company’s financial results.



Physical, Operational and Financial Risk of Non-Conventional Renewable Energy Businesses

For its renewable energy generation in medium-voltage grids, the Company depends on solar and wind conditions, which may vary, despite the analyses previously performed for the selection of its renewable energy facilities.

If renewable energy production does not reach expected levels, the Company may have to make use of its thermoelectric power plants to compensate for the shortfall in its electricity generation to supply electricity demand. In both situations, this could generate losses since generation prices could be higher than electricity sales prices.



Risk of Delay or Cost Overruns in the Construction of Projects

The construction and commissioning of power projects could suffer significant delays or even be paralyzed, which could result in a significant deviation from the initial estimated cost due to a change in deadlines and cost estimates.

Among the reasons that could generate a delay are:

- Delay in obtaining permits from regulators;
- Archaeological findings at the construction site;
- Increase in prices and/or shortage of equipment, materials, or labor;
- Accidents or human error.

The deviation from the initially estimated costs could be such that, in some cases, the project could become commercially unviable. The Company may decide to abandon the project, thereby incurring a loss on the expenses already incurred and the collection of security instruments.



Cybersecurity and Data Integrity Risk due to Vulnerabilities in IT systems, or External Attacks on these Systems

Technology systems are subject to interruptions or failures, and are also vulnerable to external attacks, which could affect the confidentiality of customer data.

While the Company takes precautionary measures to avoid these situations, it is not possible to guarantee that its current systems and backup procedures will function satisfactorily in the event of an emergency and/or that it is fully protected from attempted external attacks.

Any such damage or interruption could have an adverse effect, leaving systems unable to pay suppliers and/or employees, for example, or even to meet customer requirements. In an extreme contingency, it could affect the operation of the facilities. These situations could entail considerable additional costs for the Company, including fines, repair costs, additional insurance expenses, legal costs, notification, and remediation costs for customers.



Risk of Loss of Personnel Knowledge

The Company is exposed to the risk of losing critical knowledge and that it will be difficult to replace key personnel who leave, and to attract and retain new personnel, with the appropriate skills and experience, which could have an adverse effect on its operations.



Risk of a Significant Increase in Operating Expenses

The Company strives to optimize its operating expenses, but faces increased operating expenses as a result of rising material and labor costs, in addition to other factors associated with changes in weather conditions. These factors could substantially increase operating expenses, which could affect the Company's profitability.



Risk of Involvement in Various Litigations

The Company may be exposed to lawsuits or other legal proceedings that could have unfavorable outcomes. To mitigate this risk, the Company makes provisions for those contingencies that could generate an obligation. The provision is made taking into consideration the best information available at the date of issuance of these Consolidated Financial Statements, which includes most of the events and circumstances that contribute to its valuation. It is worth mentioning that the Company and its subsidiaries have insurance coverage for extra-contractual civil lawsuits (fire, death, injury, damage to third parties, among others) with deductibles ranging from UF 0 to UF 2,500. No provisions have been recorded for cases in which management and the Company's and its subsidiaries' lawyers have estimated that favorable results will be obtained, or that the results are uncertain and the lawsuits are pending.



RISKS ASSOCIATED WITH THE POWER INDUSTRY



Risks of Declining Electricity Demand

Energy consumption is significantly affected by general levels of economic activity and the price of electricity. Recessions may result in changes to or implementation of legislative and regulatory policies designed to promote reduced energy consumption and increased energy efficiency. The business is also exposed to the decision of governmental authorities to issue a rationing decree during periods of drought, which could reduce electricity demand. The aforementioned situations could have an adverse effect on the Company's financial results.



Risk of Increase in Unpaid Energy Bills

The Company has implemented various measures to maintain the uncollectibility of energy bills within a reasonable range and one of the most effective collection actions is to cut off the energy supply. However, there may be particular situations in the Chilean economy that generate changes in the legislation that prohibit the disconnection of energy service. For example, during the Covid-19 pandemic in 2020, the Chilean Ministry of Energy enacted Law 21,249 (“Law on Utilities”) in August 2020, which prohibited electricity distribution companies from cutting off services for late payment during the 90 days following the publication of the law for residential customers, small businesses, hospitals, and firefighters, among others. This measure was extended until January 31, 2022. A new implementation of this restriction could increase unpaid energy bills, which would have an adverse effect on the Company’s financial results.



Distributed Generation for Self-consumption Risk

The distributed generation market, self-consumption, has grown at double-digit rates. In the case of residential customers with LV1a tariffs, the income received by the distribution company is associated with energy consumption. Therefore, as self-consumption increases, the income for the distribution company decreases with the consequent impact on the margin.



Risk of Fines due to Operational Failures or Regulatory Violations

The electricity business operates in a regulated market and the Company is subject to compliance with current regulations. In the event of non-compliance with one of these rules, the regulator may issue fines or penalties in cases where it establishes the Company’s responsibility for operational failures affecting the regular supply of energy to the system (SAIDI-SAIFI). The regulation establishes a compensation tariff to end customers when energy is interrupted for more than the standard time allowed due to events or failures affecting transmission facilities.



Risk in Not Obtaining Government Permits and Approvals

For the construction of its projects, the Company must comply with a series of permits and approvals from different governmental entities. For example, it is subject to environmental regulations that require it, among other things, to conduct environmental impact studies for future projects and to obtain construction permits. The process of obtaining the required permits can be lengthy and complex and sometimes result in the establishment of new requirements or delays that ultimately make the project commercially unprofitable or unviable.



Risks of Failure to Deliver Adequate Service from Infrastructure Owned by Others

To deliver the energy it sells, the Company depends, in part, on transmission systems owned by others. This dependence exposes the Company to a number of risks, including the inability to sell and deliver electricity in the event of an outage, for example, which could adversely affect the business and reputation with customers.



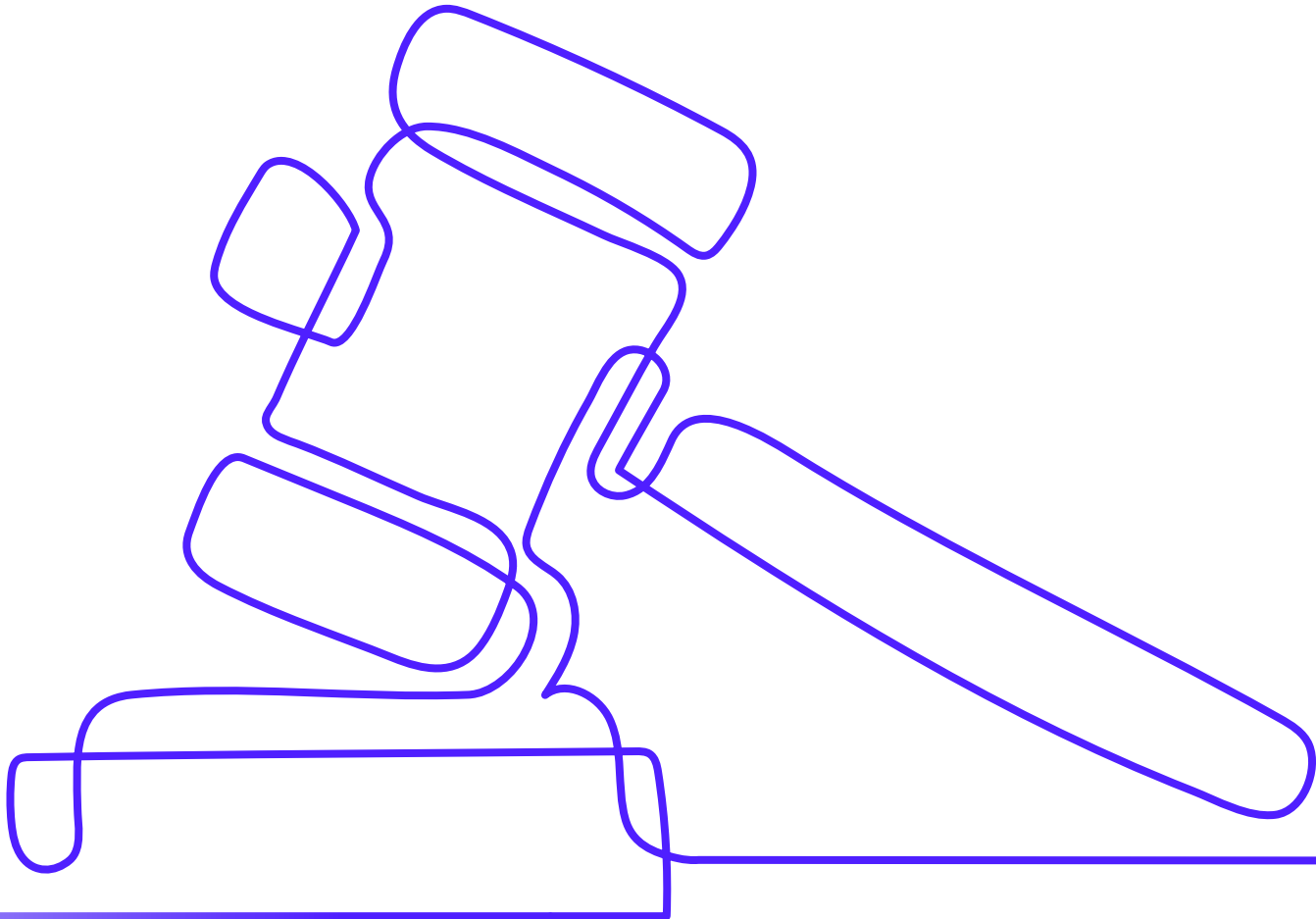
REGULATORY RISKS



REGULATORY CHANGE RISK
The Company is regularly monitoring potential regulatory changes so that It can implement the necessary mitigation actions on a timely basis.

The electricity sector is governed by regulations, in force since 1982, which regulate key aspects of the industry such as tariffs, the capacity of companies to supply their customers, and the quality of supply, among others. To date, several modifications have been made to the electricity regulation. In general, changes in this regulatory framework may constitute a risk for the Company and the electricity industry, since they may affect operational aspects, margins, and profitability, among other key factors.

In this sense, the main regulatory changes anticipated include:



Review, discussion and public consultation of potential changes to the General Law of Electric Services advanced by the Ministry of Energy. In this regard, the Regulator has already expressed interest in making improvements to the Transmission Law, although no concrete proposals materialized in 2025, as well as to the Medium-Voltage Grids, which were finally approved by Congress in early 2026. Additionally, in late 2025, the Ministry of Energy addressed the structural challenges of the country’s electricity distribution system, including proposals to modernize the regulatory framework, with a focus on enabling greater investment, strengthening service quality and resilience, advancing the Energy Transition, and safeguarding system efficiency, incorporating performance incentive mechanisms and adequate customer protection, as input for the next administration set to take office in March 2026.

The process of drafting and public consultation regarding the regulation of various laws, as defined by the Ministry of Energy, which occupied a significant portion of the 2025 agenda and will continue into 2026.

The process of drafting or revising, discussing, and conducting public consultations on various regulatory frameworks—including Medium-Sized Grids, NetBilling, Small Distributed Generation Facilities (PMGD), the Technical Standard for Safety and Quality of Service (NTSyCS), and Complementary Services (SSCC), among others— in accordance with the annual plan defined by the CNE for 2025, several of which will continue into 2026.

Proposed changes to the regulatory framework are frequently submitted for consideration by legislators and administrative authorities, and some of these changes, if implemented, could have a material adverse effect on the Company’s business and financial results.



Risk of Tariff Changes in the Generation Segment

At present, a generation company can play various roles, either exclusively or simultaneously, regarding sales of the electricity produced by a power plant. On the one hand, it can act solely as a generator, that is to say, the company will sell all the energy produced by the power plant in the spot market; or as a generator-trader, in which capacity the company may execute supply agreements with customers not subject to tariff regulation, or it can also participate in electricity supply tenders for regulated customers called by the National Energy Commission. The energy sold in the spot market is priced at its hourly marginal cost in the bus bar where the energy is injected, which for these purposes is calculated by the Market Division of the Coordinator based on the variable costs of the units that were dispatched in the system to economically and safely meet its hourly demand.

Power is priced according to the prices calculated by the National Energy Commission during rate cases conducted every six months. On the other hand, if the generation company has also executed supply agreements, it must buy the energy necessary to fulfill its agreements with the trader in the marginal market. The trader, in turn, will supply the energy to its customers at the price set in the said bilateral supply agreements. At present, subsidiary SAGESA is focused on selling the energy produced to

subsidiary SGA, which in turn sells it in the spot market in the Sistema Eléctrico Nacional (SEN Grid). In addition to the power purchased from SAGESA, SGA sells energy purchased from other grid generation companies with which it holds purchase agreements.

With regard to the supply price for regulated customers of distribution companies supplied by the National Grid, 2025 was marked by several requests for early termination of supply contracts, resulting from various situations that prevented generators from fulfilling their supply obligations. This led the National Energy Commission, for the first time, to conduct bidding processes for short-term supplies to meet demand in 2026 and for medium-term supplies to meet demand for the 2027–2030 period, both of which were successful, with Enel Generación Chile being awarded both contracts.

For medium-voltage grids, generation tariffs are set every four years based on the average efficient generation costs of the relevant zone and according to a mandatory expansion work plan. The tariffs set are made part of the total tariff charged to end customers. With the publication of the Ministry of Energy’s Tariff Decrees in late 2025, the new rates for the period November 2022–October 2026 will take effect starting in January 2026, while their retroactive application from November 2022 to December 2025 (re-calculation) must await instructions from the Superintendency of Electricity and Fuels regarding the conditions for their implementation.

The rate case for medium-sized systems for the period November 2026 - October 2030 is currently underway. The results of that study are expected to be available in 2026.



Risk Associated with Tariff Changes in the Distribution Segment

Currently, electricity distribution tariffs (Distribution Value-Added—DAV) are set every four years, in accordance with the rules for the Rate-Setting Process defined in the LGSE, as amended in 2019 by Law 21,194, and the Technical and Administrative Guidelines developed by the National Energy Commission.

Law 21,194-19 introduced the following changes to the Tariff Process:

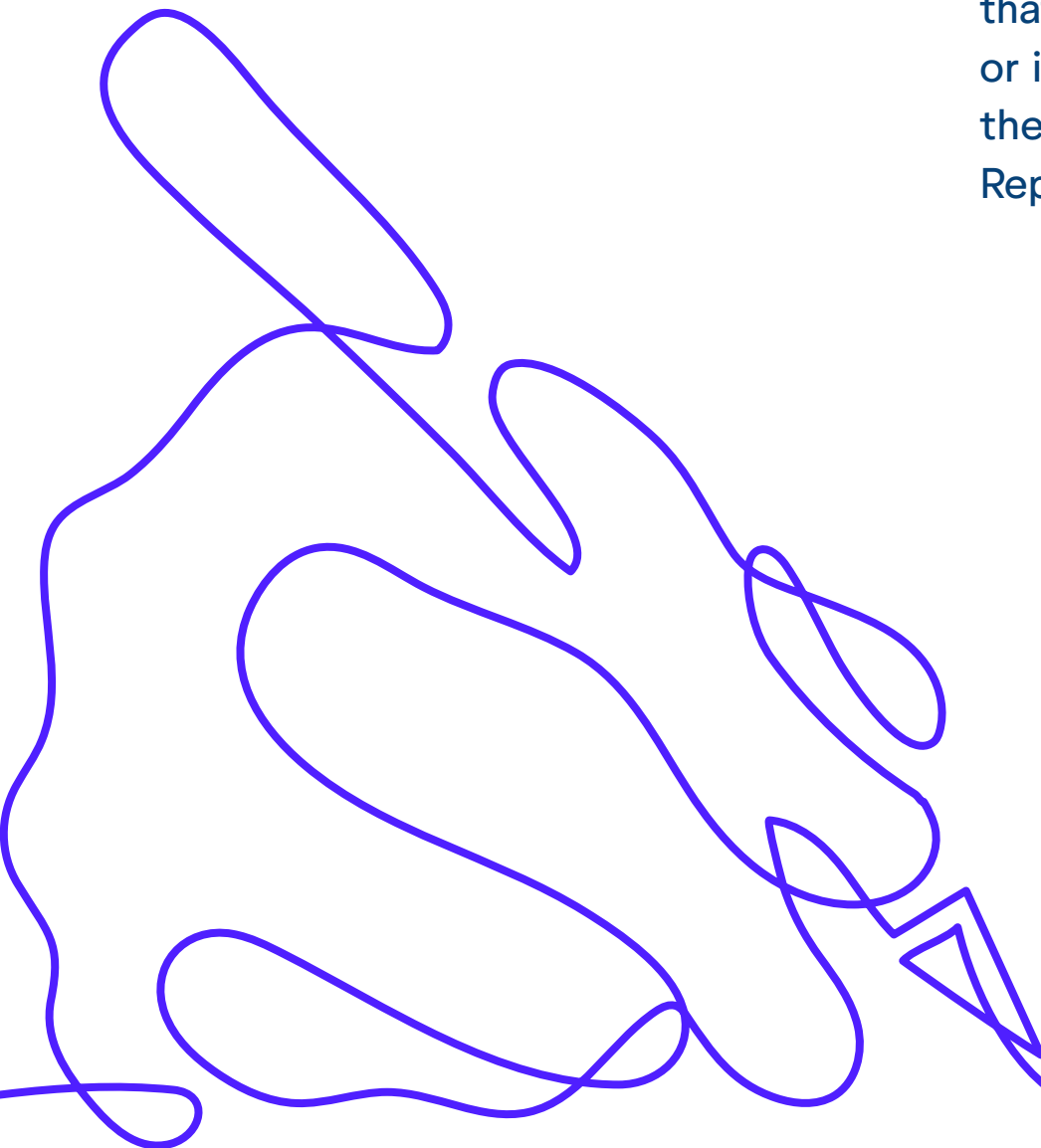
- It changes the internal rate of return for assets modeled in the Cost Study from a fixed pre-tax rate of 10% to a market rate set for each tariff process, with a floor of 6% and a ceiling of 8% after taxes. In the last two Tariff Processes (2020–2024 and 2024–2028), the tariff was set at 6% after taxes.
- To better reflect the reality of electric cooperatives, at least four Typical Areas must be identified in each tariff process to represent them. As a result of the above, in the last two Tariff Processes, 12 Typical Study Areas have been defined—twice the number historically considered.
- The technical documents of the tariff-setting process may be reviewed and challenged by the Expert Panel. This is highly relevant, given that this document defines the most specific conditions to be considered for the Tariff Study.
- A single study will be conducted under the supervision of a Special Committee composed of representatives from the distribution companies, two from the Ministry, and two from the CNE, moving away from the previous practice of preparing two studies—one by the companies and another by the CNE—with the results weighted at two-thirds CNE and one-third companies. This study will serve as input for the CNE to subsequently prepare its Technical Report, including the proposed DAV.



- The CNE’s Technical Report, including its DAV proposal, will be subject to review and challenge before the Panel of Experts should the distribution companies disagree with the proposal presented by the CNE.
- Once any disputes have been resolved, the CNE must issue a new Technical Report containing the tariff structures for the annual collection of the DAV.
- Regarding the industry’s return check, the range changes from -4% + 4% to -3% + 2% of the established rate. Based on the useful life of the model company.
- Greater citizen participation in the whole process.

The 2024–2028 tariff process is currently underway, with the study being developed by the same consultant for the 2020–2024 process (INECON) and is in the final stages of preparation of the CNE’s report. Once this report is issued, companies may review it and, if necessary, challenge it before the Panel of Experts.

Additionally, on November 2, 2019, Law 21,185 of the Ministry of Energy was published in the Official Gazette, establishing a transitional mechanism to stabilize electricity prices for customers subject to rate regulation. This mechanism stabilizes current rates for end-users of the distribution network in pesos through December 31, 2020. The resulting differences between the stabilized price and the prices that would have been applied due to ordinary indexation—the risk of which is borne by the generation companies—will be offset by the entry into force of already signed supply contracts, which are on average cheaper than the current ones. In any case, the resulting final tariff for each period before the differences are settled may not exceed the frozen CPI-indexed price, unless there is a balance remaining on December 31, 2026, in which case the balance will be transferred to the end user.



As to the rate case for electric power supply related services (SSAA) carried out every 4 years as part of the DAV Setting Process, the current tariffs were published in July 2018 under Executive Order 13T-2017. The Ministry of Energy (MEN) is expected to issue a new Tariff Decree in 2026, following the price review process for the 2020–2024 period. In any case, it is worth noting that, unlike DAV tariffs, SSAA rates are not retroactive; rather, they take effect once the respective Tariff Decree is published in the Official Gazette.

The risks related to regulation of the distribution business are monitored on a permanent basis so that any changes the regulator may introduce during each new tariff cycle are properly identified to safeguard the assets and business profitability of the Company and its subsidiaries. To that end, the Company may turn to any of the entities identified in the current regulation, that is, it can submit its observations to the CNE or its discrepancies to the Panel of Experts or the Office of the Comptroller General of the Republic, as the case may be.

Over the past years, a number of laws that directly or indirectly affect the income of companies were published. Notable examples include the Law on Service Provision to Power-Dependent Customers and the Law on Rural Health Services, which provide financial benefits to customers with very specific characteristics; in the case of power-dependent customers, distribution companies are required to seek the best technical solutions to prevent service interruptions. The Law on Utilities was also published, which prevented the disconnection and reconnection of critical or vulnerable customers, granting them payment facilities. It was subsequently amended to include a subsidy for debts incurred during the pandemic, which will expire in 2026.

Similarly, with the enactment of Law 21,194 in late 2019, the price levels associated with the value added for distribution costs—which were due to be updated in November 2020—were frozen. However, due to the delay in the distribution tariff process for the period November 2020–November 2024, they were only updated in mid-2024, in accordance with the rules established in the Tariff Stabilization Law and following the publication of the 2020–2024 Distribution Tariff Decree (EO 5T 2024).



Risk of Tariff Changes in the Transmission Segment

With the enactment of Law 20,936, new mechanisms were established for determining transmission expansion plans and their valuation, which are subsequently passed on to end-user rates.

With respect to valuation, transmission facilities are divided into 3 categories:

- For new works constructed as a result of bidding processes mandated by the Expansion Plans defined by the Regulator, their annual value is set for 20 years from the date of commissioning, based on the values offered by the bidding companies.
- For the expansion projects, the investment value for the next 20 years is determined based on the outcome of the construction bid, while the operating, maintenance, and administrative costs are determined through a rate study.
- For existing works or after 20 years of tendered works, their annual value is determined every 4 years as part of a regulated valuation process. The first proceeding under this new law established the annual transmission rate per bracket for the 2020–2023 period. The risks related to the regulation of the transmission business are monitored on a permanent basis so that any changes the regulator may introduce during each new rate case are properly identified to safeguard the Company’s assets and the profitability of the business. To that end, the Company may turn to any of the entities identified in the current regulation, that is, the CNE, the Panel of Experts or the Office of the Comptroller General of the Republic, as the case may be. For the 2024–2027 rate-setting process, the Regional Transmission Study and the National Transmission Study are already underway. These studies are being conducted by two consultants, supervised by a committee, and the first results are expected by the end of 2026—a significant delay from the initial schedule.



Risks of an Increase in Corporate Income Taxes due to a Tax Reform

All of the Company’s operations are located in Chile and, therefore, its profitability is partly affected by the applicable corporate income tax. At the beginning of 2023, the government sent to Congress a tax reform bill to modify income and value added taxes, among others. That bill was rejected by the Chamber of Deputies on March 8, 2023. In August, the government unveiled its proposed fiscal pact, which includes income tax reform. The Company is exposed to tax changes. An increase in corporate income taxes could have an adverse effect on the Company’s profitability.



In this regard, the most significant regulatory changes have focused on unblocking transmission infrastructure construction processes, resulting from unsuccessful bids, projects abandoned by construction companies, or construction costs higher than originally anticipated.

Risk due to Delays in Rate Cases

The delay in the development of rate cases impacts not only on the distortion between the cost levels faced by the company and the revenues required to finance them, but may also affect consumption patterns and customer uncollectibility. Indeed, any delay in the expected price increase, in a scenario of ever-increasing costs and regulatory requirements, will result in an overload from the point of view of customers due to retroactive tariff processes. It will also demand financial strength, communication challenges, and robust IT processes from the Company.



Risk of Revocation of Water Rights or Time Limitation of Water Concessions

The General Water Authority has granted the Company water rights for the supply of water from rivers and lakes near the production facilities. Although currently these water rights are of unlimited duration and with absolute and unconditional property rights, there is a risk that, in the future, these water rights may be revoked or the concessions may be time-limited, which could have an adverse effect on hydroelectric development projects and their profitability.





RISKS RELATED TO EXTERNAL FACTORS



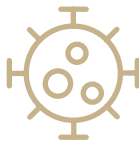
Inflation and government measures to curb inflation could negatively impact the Chilean economy and have a material adverse effect

In recent years, Chile has experienced high levels of inflation. Although the measures taken by the Central Bank in recent months have reduced the level of inflation, it is not possible to guarantee that this trend will continue. Inflation is likely to increase certain costs and expenses, given that a portion of the Company’s debt is denominated in UF. Therefore, a significant increase in inflation could have a material adverse effect on the Company’s profitability.



Possible Effects of Armed Conflicts in the World

Although the Company has no direct business dealings with suppliers or creditors located in the area of armed conflict, its financial results may be affected by the economic uncertainty that exists in global markets, especially with respect to commodity price volatility, which could increase the Company’s costs and have an adverse effect on its financial results.



Other Pandemics Could Adversely Affect the Company’s Businesses

During the Covid-19 pandemic, the government implemented various government restrictions that temporarily disrupted business and operations and decreased the demand for electricity. In addition, the pandemic has contributed to certain shortages in the global supply chain. In the event of a new global pandemic, these factors could affect the Company’s business and financial results.

ENFORCED PENALTIES

	Number of Penalties	Amount in thousands of \$
In Relation to Customers (Consumer Rights) in 2025	-	-
Regarding employees	12	23,121
Related to the Environment	-	-
Free competition	-	-
Other	40	914,200



MATERIAL DISCLOSURES OR FACTS

1

MATERIAL DISCLOSURES – INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. AND SUBSIDIARIES

At the Ordinary Shareholders’ Meeting held on April 29, 2025, the renewal of the Company’s Board of Directors was approved, which is now composed of Iván Díaz-Molina, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Luz Granier Bulnes, Shama Naqushbandi, Ashley Munroe, Jonathan Reay, and Igor Romitelli.

MATERIAL DISCLOSURES – SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A AND SUBSIDIARIES (SAESA)

At the Ordinary Shareholders’ Meeting held on April 29, 2025, a dividend of \$0.000023655286 per share was approved, to be paid out of the 2024 fiscal year’s profits. The total amount to be distributed for this purpose is \$213,024,843, corresponding to 30% of those profits. At this same meeting, the renewal of the Company’s Board of Directors was approved, which now consists of Iván Díaz-Molina, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Luz Granier Bulnes, Shama Naqushbandi, Ashley Munroe, Jonathan Reay, and Igor Romitelli.

MATERIAL DISCLOSURES – EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A. AND SUBSIDIARIES (FRONTEL)

At the Ordinary Shareholders’ Meeting held on April 29, 2025, a dividend of \$0.000902 per share was approved, to be paid out of the 2024 accounting period’s profits. The total amount to be distributed for this purpose is \$6,728,266,920, corresponding to 30% of those profits. At this same meeting, the renewal of the Company’s Board of Directors was approved, which is now composed of Iván Díaz-Molina, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Luz Granier Bulnes, Shama Naqushbandi, Ashley Munroe, Jonathan Reay, and Igor Romitelli.

MATERIAL DISCLOSURES – SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL SUR S.A. AND SUBSIDIARIES (STS)

At the Ordinary Shareholders’ Meeting held on April 29, 2025, a dividend of \$0.000478 per share was approved, to be paid out of the profits for the 2024 accounting period. The total amount to be distributed amounts to \$4,842,022,406, corresponding to 30% of the profits for that period.

2

In October 2025, the National Energy Commission (CNE) published the Preliminary Technical Report regarding the tariff process for Average Node Prices applicable to the first half of 2026, which was subject to comments from companies in the sector. The CNE will evaluate these comments in preparing the Final Technical Report, which is scheduled for release in mid-November 2025 and will serve as the basis for the Ministry of Energy’s Tariff Decree.

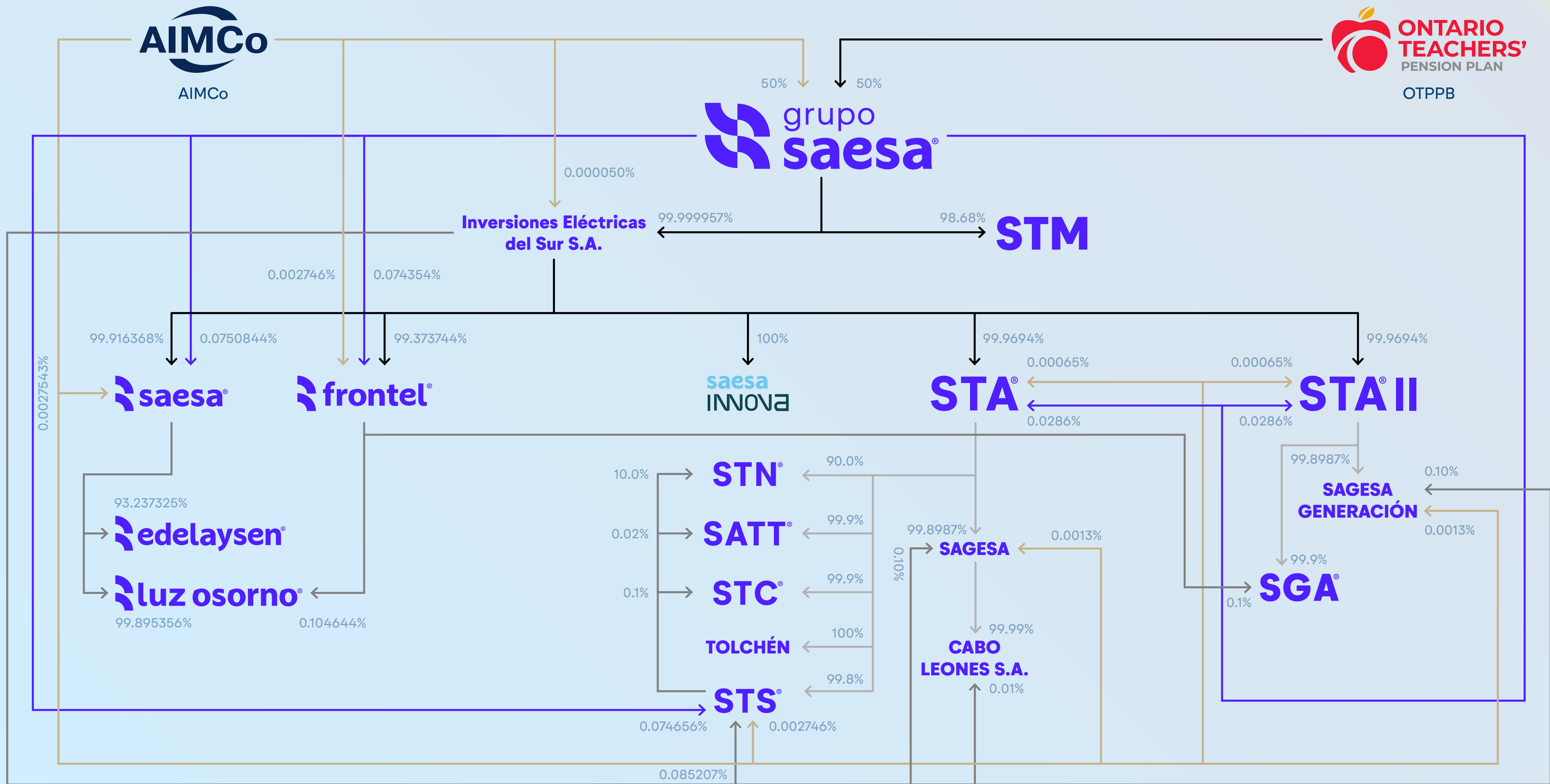
In October 2025, the National Energy Commission (CNE) published the Preliminary Technical Report regarding the Average Node Price tariff process applicable to the first half of 2026, which was subject to comments from companies in the sector. The CNE will evaluate these comments in preparing the Final Technical Report, which is scheduled for release in mid-November 2025 and will serve as the basis for the Ministry of Energy’s Tariff Decree.

In October 2025, the National Energy Commission (CNE) published the Preliminary Technical Report regarding the Average Node Price tariff process applicable to the first half of 2026, which was subject to comments from companies in the sector. he CNE will evaluate these comments in preparing the Final Technical Report, which is scheduled for release in mid-November 2025 and will serve as the basis for the Ministry of Energy’s Tariff Decree.

At this same meeting, the renewal of the Company’s Board of Directors was approved, which is now composed of Iván Díaz-Molina, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Luz Granier Bulnes, Shama Naqushbandi, Ashley Munroe, Jonathan Reay, and Igor Romitelli.



SUBSIDIARIES AND RELATED ENTITIES



DIRECT AND INDIRECT EQUITY INTERESTS

Name	ID #	Type	Business	Direct Interest	Indirect Interest	Total
Sociedad Austral de Electricidad	76.073.162-5	Subsidiary	Distribution	99.9164%		99.9164%17.45%
Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	88.272.600-2	Subsidiary	Distribution		93.1593%	93.1593%1.93%
Compañía Eléctrica Osorno S. A.	96.531.500-4	Subsidiary	Distribution		99.9158%	99.9158%0.80%
Empresa Eléctrica de La Frontera	76.073.164-1	Subsidiary	Distribution	99.3737%		99.3737%13.77%
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	77.122.643-4	Subsidiary	Transmission	99.9694%		99.9694%23.26%
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	76.410.374-2	Subsidiary	Transmission		99.9552%	99.9552%1.10%
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	76.519.747-3	Subsidiary	Transmission		99.9693%	99.9693%1.06%
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	76.440.111-5	Subsidiary	Transmission		99.9692%	99.9692%0.92%
Tolchén Transmisión SpA	76.389.448-7	Subsidiary	Transmission		99.9694%	99.9694%0.18%
Sistema de Transmisión del Sur	77.312.201-6	Subsidiary	Transmission		99.8275%	99.8275%7.29%
SAGESA S.A.	76.186.388-6	Subsidiary	Transmission	0.1000%	99.8681%	99.9681%0.63%
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	76.429.813-6	Subsidiary	Transmission	0.0100%	99.9581%	99.97%0.00%
STA II S.A.	77.729.726-0	Subsidiary	Generation	99.9694%		99.9694%2.47%
SAGESA GENERACIÓN S.A.	77.708.654-5	Subsidiary	Generation	0.1000%	99.8681%	99.9681%1.84%
Sociedad Generadora Austral S.A.	99.528.750-1	Subsidiary	Generation		99.9688%	99.9688%0.52%
Saesa Innova Soluciones SpA	77.227.565-K	Subsidiary	Other	100.0%		100.0%0.16%



IDENTIFICATION OF SUBSIDIARY AND ASSOCIATED COMPANIES

Name		Saesa
Corporate Name	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	
Type of Company	Closely Held Corporation	
ID #	76073162-5	
Address	Avenida Apoquindo 3885, piso 8, Las Condes, Santiago	
Telephone #	56 22 414 7010	
Subscribed and Paid-Up Capital	CLP 219.326 million	
Purpose of the Company	The purpose of the Company will be to provide the public electric power distribution service within the national territory, together with those activities that are necessary, functional, or complementary for the provision of such service, in accordance with the corresponding sectoral regulations.	
Activities	"Electricity distribution in the southern part of the country. Through subsidiary Edelayesen, a company involved in generation, transmission and distribution activities, it supplies electricity mostly to the Aysén Region. "	
Board of Directors	"Chair – Ivan Díaz Molina Vice Chair – Jorge Adolfo Lesser García-Huidobro Director – Juan Ignacio Parot Becker Director – Luz Granier Bulnes Director – Jonathan Reay Director – Ashley Munroe Director – Shama Naqushbandi Director – Igor Romitelli"	
Senior Management Officers	"Francisco Alliende Arriagada – Chief Executive Officer Diego Alejandro Molina Henriquez – Chief Administrative and Financial Officer Sebastian Sáez Rees – Legal Counsel Leonel Martínez Martínez – Distribution Officer Barbara Paola Boekemeyer Slater – Customer Relations Officer Marcelo Matus Castro – Transmission Operations Officer Charles Andrew Naylor Del Rio – Business Development Officer Marcela Ellwanger Hollstein – Planning, Management, and Risk Officer Maria Dolores Labbé Daniel – Human Resources Officer Rodrigo Miranda Díaz – Regulation Officer"	
Business Relations	Buying and selling electricity and tolls are the main business transactions with related entities. The electricity prices at which these transactions are carried out are set by the regulator or the market, while toll rates are controlled by the regulatory framework of the sector. Other business transactions with related parties are the sale and purchase of materials at average wholesale price and short-term intercompany loans between related parties as a source of working capital. These checking account loans pay market interests calculated for the duration of the transaction and they are subject to a maximum amount, as provided in the bond contracts in effect.	

Summarized Financial Statements		
M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Current Assets	273.197.343	234.339.792
Non-Current Assets	828.978.795	852.410.711
Total Assets	1.102.176.138	1.086.750.503

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
NET EQUITY AND LIABILITIES		
Current Liabilities	169.808.621	166.301.754
Non-current Liabilities	657.114.039	637.908.922
Total Liabilities	826.922.660	804.210.676
Total Net Equity	275.253.478	282.539.827
Total Liabilities and Equity	1.102.176.138	1.086.750.503

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Gross Margin	179.977.357	199.875.209
Profit (Loss) Before Taxes	145.183	13.896.661
Income Tax	1.392.202	-2.753.200
Profit (loss)	1.537.385	11.143.461

Changes in Equity		
M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Restated Initial Balance	273.829.960	275.253.478
Changes in Equity	1.423.518	7.286.349
Final Balance of Current Period	275.253.478	282.539.827



Name		Frontel
Corporate Name	EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.	
Type of Company	Closely Held Corporation	
ID #	76073164-1	
Address	Avenida Apoquindo 3885, piso 8, Las Condes, Santiago	
Telephone #	56 22 414 7010	
Subscribed and Paid-Up Capital	CLP 125.811 billion	
Purpose of the Company	The purpose of the Company will be to provide the public electric power distribution service within the national territory, together with those activities that are necessary, functional, or complementary for the provision of such service, in accordance with the corresponding sectoral regulations.	
Activities	Electricity distribution in the southern part of the country and generation to supply an off-grid system.	
Board of Directors	"Chair – Ivan Díaz Molina Vice Chair – Jorge Adolfo Lesser García-Huidobro Director – Juan Ignacio Parot Becker Director – Luz Granier Bulnes Director – Jonathan Reay Director – Ashley Munroe Director – Shama Naqushbandi Director – Igor Romitelli"	
Senior Management Officers	"Francisco Alliende Arriagada – Chief Executive Officer Diego Alejandro Molina Henríquez – Chief Administrative and Financial Officer Sebastian Sáez Rees – Legal Counsel Leonel Martínez Martínez – Distribution Officer Barbara Paola Boekemeyer Slater – Customer Relations Officer Marcelo Matus Castro – Transmission Operations Officer Charles Andrew Naylor Del Río – Business Development Officer Marcela Ellwanger Hollstein – Planning, Management, and Risk Officer Maria Dolores Labbe Daniel – Human Resources Officer Rodrigo Miranda Díaz – Regulation Officer"	
Business Relations	Buying and selling electricity and tolls are the main business transactions with related entities. The electricity prices at which these transactions are carried out are set by the regulator or the market, while toll rates are controlled by the regulatory framework of the sector. Other business transactions with related parties are the sale and purchase of materials at average wholesale price and short-term intercompany loans between related parties as a source of working capital. These checking account loans pay market interests calculated for the duration of the transaction and they are subject to a maximum amount, as provided in the bond contracts in effect.	

Summarized Financial Statements		
M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Current Assets	115.939.961	133.301.396
Non-Current Assets	491.918.868	518.866.111
Total Assets	607.858.829	652.167.507

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
NET EQUITY AND LIABILITIES		
Current Liabilities	251.298.765	161.932.409
Non-current Liabilities	149.748.291	271.870.460
Total Liabilities	401.047.056	433.802.869
Total Net Equity	206.811.773	218.364.638
Total Liabilities and Equity	607.858.829	652.167.507

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Gross Margin	126.320.058	125.303.119
Profit (Loss) Before Taxes	28.747.804	22.005.838
Income Tax	-6.320.248	-5.330.090
Profit (loss)	22.427.556	16.675.748

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Net cash flows from (used in) operating activities	16.680.441	27.760.157
Net cash flows from (used in) investing activities	-44.837.281	-47.225.723
Net cash flows from (used in) financing activities	37.662.859	30.040.626
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents from foreign exchange rate variation	4.255	29.725
Net Increase (Decrease) in Cash and Cash Equivalents	9.510.274	10.604.785
Cash and cash equivalents at beginning of period	4.588.486	14.098.760
Cash and Cash Equivalents at Beginning of Period	14.098.760	24.703.545



Name		STS
Corporate Name	SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL SUR S.A.	
Type of Company	Closely Held Corporation	
ID #	77312201-6	
Address	Avenida Apoquindo 3885, piso 8, Las Condes, Santiago	
Telephone #	56 22 414 7010	
Subscribed and Paid-Up Capital	CLP 74.798 billion	
Purpose of the Company	The purpose of the Company is the construction, operation, and maintenance of electric power transmission or distribution facilities; the operation, development, and sales of power grids—whether owned by the Company or by third parties—intended for the transmission and transformation of electric power; and the provision of services, manufacture and sales of equipment and materials, and execution of construction projects related to the aforementioned purposes or necessary for their operation and development.	
Activities	STS's main activity consists of providing energy transportation and transformation services to generating companies, which have supply contracts with distribution companies. In addition, STS engages in the provision of various services inherent to power transmission, like advisory services on design, construction, maintenance and operation of grids.	
Board of Directors	"Chair – Ivan Díaz Molina Vice Chair – Jorge Adolfo Lesser García-Huidobro Director – Juan Ignacio Parot Becker Director – Luz Granier Bulnes Director – Jonathan Reay Director – Ashley Munroe Director – Shama Naqushbandi Director – Igor Romitelli"	
Senior Management Officers	"Francisco Alliende Arriagada – Chief Executive Officer Diego Alejandro Molina Henriquez – Chief Administrative and Financial Officer Sebastian Sáez Rees – Legal Counsel Barbara Paola Boekemeyer Slater – Customer Relations Officer Marcelo Matus Castro – Transmission Operations Officer Charles Andrew Naylor Del Rio – Business Development Officer Marcela Ellwanger Hollstein – Planning, Management, and Risk Officer Maria Dolores Labbe Daniel – Human Resources Officer Rodrigo Miranda Diaz – Regulation Officer"	
Business Relations	Buying and selling electricity and tolls are the main business transactions with related parties. The electricity prices at which these transactions are carried out are set by the regulator or the market, while toll rates are controlled by the regulatory framework of the sector. The purchase and sale of materials, if any, is made at average wholesale prices.	

Summarized Financial Statements		
M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Current Assets	38.395.667	53.753.794
Non-Current Assets	588.493.265	607.598.155
Total Assets	626.888.932	661.351.949

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
NET EQUITY AND LIABILITIES		
Current Liabilities	47.784.913	67.847.718
Non-current Liabilities	334.541.847	314.371.795
Total Liabilities	382.326.760	382.219.513
Total Net Equity	244.562.172	279.132.436
Total Liabilities and Equity	626.888.932	661.351.949

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Gross Margin	88.212.685	104.941.457
Profit (Loss) Before Taxes	20.477.646	67.568.543
Income Tax	-4.337.571	-17.413.906
Profit (loss)	16.140.075	50.154.637

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Net cash flows from (used in) operating activities	72.188.297	60.936.046
Net cash flows from (used in) investing activities	-68.140.817	-33.854.790
Net cash flows from (used in) financing activities	-3.906.339	-28.958.640
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents from foreign exchange rate variation	-13.858	105.277
Net Increase (Decrease) in Cash and Cash Equivalents	127.283	-1.772.107
Cash and cash equivalents at beginning of period	2.452.973	2.580.256
Cash and Cash Equivalents at Beginning of Period	2.580.256	808.149



Name		Edelaysen
Corporate Name	EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.	
Type of Company	Closely Held Corporation	
ID #	88272600-2	
Address	Avenida Apoquindo 3885, piso 8, Las Condes, Santiago	
Telephone #	56 22 414 7010	
Subscribed and Paid-Up Capital	CLP 37.006 billion	
Purpose of the Company	The purpose of the Company will be to provide the public electric power distribution service within the national territory, together with those activities that are necessary, functional, or complementary for the provision of such service, in accordance with the corresponding sectoral regulations.	
Activities	"Generation, transmission, and distribution of electric power in the Aysén Region. "	
Board of Directors	"Chair – Ivan Díaz Molina Vice Chair – Jorge Adolfo Lesser García-Huidobro Director – Juan Ignacio Parot Becker Director – Luz Granier Bulnes Director – Jonathan Reay Director – Ashley Munroe Director – Shama Naqushbandi Director – Igor Romitelli"	
Senior Management Officers	"Francisco Alliende Arriagada – Chief Executive Officer Diego Alejandro Molina Henríquez – Chief Administrative and Financial Officer Sebastian Sáez Rees – Legal Counsel Leonel Martínez Martínez – Distribution Officer Barbara Paola Boekemeyer Slater – Customer Relations Officer Marcelo Matus Castro – Transmission Operations Officer Charles Andrew Naylor Del Río – Business Development Officer Marcela Ellwanger Hollstein – Planning, Management, and Risk Officer Maria Dolores Labbe Daniel – Human Resources Officer Rodrigo Miranda Díaz – Regulation Officer"	
Business Relations	Buying and selling electricity and tolls are the main business transactions with related parties. The electricity prices at which these transactions are carried out are set by the regulator or the market, while toll rates are controlled by the regulatory framework of the sector. The purchase and sale of materials is made at average wholesale prices. Intercompany loans are regulated within a framework of consolidated cash management, which is mainly the responsibility of the Company, its parent company Sociedad Austral de Electricidad S.A. and Inversiones Eléctricas del Sur S.A., which are in charge of defining the optimum flows between related companies. Management has established that these loans will be payable in a period of more than 12 months. Current account loans pay market interest. These loans have limits on intercompany amounts, as indicated in the bond contracts, which are monitored periodically and which at the closing date of the Financial Statements have been fully complied with.	

Summarized Financial Statements		
M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Current Assets	75.239.922	58.791.680
Non-Current Assets	156.432.679	191.001.149
Total Assets	231.672.601	249.792.829

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
NET EQUITY AND LIABILITIES		
Current Liabilities	32.792.132	19.229.263
Non-current Liabilities	96.024.617	123.013.425
Total Liabilities	128.816.749	142.242.688
Total Net Equity	102.855.852	107.550.141
Total Liabilities and Equity	231.672.601	249.792.829

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Gross Margin	44.527.114	40.165.368
Profit (Loss) Before Taxes	15.296.286	8.040.138
Income Tax	-3.179.976	-1.306.399
Profit (loss)	12.116.310	6.733.739

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Net cash flows from (used in) operating activities	-6.538.693	1.397.912
Net cash flows from (used in) investing activities	-17.386.525	-23.649.020
Net cash flows from (used in) financing activities	24.133.065	21.147.195
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents from foreign exchange rate variation	-145.703	671.349
Net Increase (Decrease) in Cash and Cash Equivalents	62.144	-432.564
Cash and cash equivalents at beginning of period	1.732.636	1.794.780
Cash and Cash Equivalents at Beginning of Period	1.794.780	1.362.216



Name		Sagesa Transmisión
Corporate Name	SAGESA S.A.	
Type of Company	Closely Held Corporation	
ID #	76186388-6	
Address	Avenida Apoquindo 3885, piso 8, Las Condes, Santiago	
Telephone #	56 22 414 7010	
Subscribed and Paid-Up Capital	CLP 9.130 billion	
Purpose of the Company	Construction, operation and maintenance of electric power transmission or transportation facilities; the exploitation, development, and commercialization of electric systems, owned by it or by third parties, for the transmission and transformation of electric power and the rendering of services, manufacture, commercialization of equipment and materials, and execution of works, related to the aforementioned objects or necessary for their operation and development.	
Activities	STS's main activity consists of providing energy transportation and transformation services to generating companies, which have supply contracts with distribution companies. In addition, STS engages in the provision of various services inherent to power transmission, like advisory services on design, construction, maintenance and operation of grids.	
Board of Directors	"Chair – Ivan Díaz Molina Vice Chair – Jorge Adolfo Lesser García-Huidobro Director – Juan Ignacio Parot Becker Director – Luz Granier Bulnes Director – Jonathan Reay Director – Ashley Munroe Director – Shama Naqushbandi Director – Igor Romitelli"	
Senior Management Officers	"Francisco Alliende Arriagada – Chief Executive Officer Diego Alejandro Molina Henriquez – Chief Administrative and Financial Officer Sebastian Sáez Rees – Legal Counsel Barbara Paola Boekemeyer Slater – Customer Relations Officer Marcelo Matus Castro – Transmission Operations Officer Charles Andrew Naylor Del Rio – Business Development Officer Marcela Ellwanger Hollstein – Planning, Management, and Risk Officer Maria Dolores Labbe Daniel – Human Resources Officer Rodrigo Miranda Diaz – Regulation Officer"	
Business Relations	Buying and selling electricity and tolls are the main business transactions with related parties. The electricity prices at which these transactions are carried out are set by the regulator or the market, while toll rates are controlled by the regulatory framework of the sector. The purchase and sale of materials, if any, is made at average wholesale prices.	

Summarized Financial Statements		
M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Current Assets	3.583.365	3.370.965
Non-Current Assets	55.192.012	51.038.848
Total Assets	58.775.377	54.409.813

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
NET EQUITY AND LIABILITIES		
Current Liabilities	2.799.427	3.234.879
Non-current Liabilities	34.288.505	27.173.193
Total Liabilities	37.087.932	30.408.072
Total Net Equity	21.687.445	24.001.741
Total Liabilities and Equity	58.775.377	54.409.813

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Gross Margin	8.107.549	6.274.307
Profit (Loss) Before Taxes	5.014.702	4.417.673
Income Tax	-1.273.306	-944.215
Profit (loss)	3.741.396	3.473.458

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Net cash flows from (used in) operating activities	9.721.444	6.416.074
Net cash flows from (used in) investing activities	-2.464.147	-901.185
Net cash flows from (used in) financing activities	-6.901.535	-6.015.459
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents from foreign exchange rate variation	-1.718	4.208
Net Increase (Decrease) in Cash and Cash Equivalents	354.044	-496.362
Cash and cash equivalents at beginning of period	482.348	836.392
Cash and Cash Equivalents at Beginning of Period	836.392	340.030



Name		Luz Osorno
Corporate Name	COMPAÑÍA ELÉCTRICA OSORNO S.A.	
Type of Company	Closely Held Corporation	
ID #	96531500-4	
Address	Avenida Apoquindo 3885, piso 8, Las Condes, Santiago	
Telephone #	56 22 414 7010	
Subscribed and Paid-Up Capital	CLP 10.558 billion.	
Purpose of the Company	The purpose of the Company will be to provide the public electric power distribution service within the national territory, together with those activities that are necessary, functional, or complementary for the provision of such service, in accordance with the corresponding sectoral regulations.	
Activities	Compañía Eléctrica Osorno S.A. distributes electric power in rural areas of the province of Osorno and in some areas of the provinces of Valdivia and Llanquihue.	
Board of Directors	"Chair – Ivan Díaz Molina Vice Chair – Jorge Adolfo Lesser García-Huidobro Director – Juan Ignacio Parot Becker Director – Luz Granier Bulnes Director – Jonathan Reay Director – Ashley Munroe Director – Shama Naqushbandi Director – Igor Romitelli"	
Senior Management Officers	"Francisco Alliende Arriagada – Chief Executive Officer Diego Alejandro Molina Henríquez – Chief Administrative and Financial Officer Sebastian Sáez Rees – Legal Counsel Leonel Martínez Martínez – Distribution Officer Barbara Paola Boekemeyer Slater – Customer Relations Officer Marcelo Matus Castro – Transmission Operations Officer Charles Andrew Naylor Del Río – Business Development Officer Marcela Ellwanger Hollstein – Planning, Management, and Risk Officer Maria Dolores Labbe Daniel – Human Resources Officer Rodrigo Miranda Diaz – Regulation Officer"	
Business Relations	Buying and selling electricity and tolls are the main business transactions with related parties. The electricity prices at which these transactions are carried out are set by the regulator or the market, while toll rates are controlled by the regulatory framework of the sector. The purchase and sale of materials, if any, is made at average wholesale prices.	

Summarized Financial Statements		
M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Current Assets	15.297.814	12.776.028
Non-Current Assets	63.723.340	66.286.470
Total Assets	79.021.154	79.062.498

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
NET EQUITY AND LIABILITIES		
Current Liabilities	15.158.778	13.730.542
Non-current Liabilities	31.307.716	23.692.412
Total Liabilities	46.466.494	37.422.954
Total Net Equity	32.554.660	41.639.544
Total Liabilities and Equity	79.021.154	79.062.498

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Gross Margin	20.207.265	23.545.182
Profit (Loss) Before Taxes	10.071.916	13.137.392
Income Tax	-2.503.636	-3.382.255
Profit (loss)	7.568.280	9.755.137

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Net cash flows from (used in) operating activities	2.621.649	7.457.024
Net cash flows from (used in) investing activities	-4.117.249	-3.597.381
Net cash flows from (used in) financing activities	1.568.866	-3.971.857
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents from foreign exchange rate variation	593	168
Net Increase (Decrease) in Cash and Cash Equivalents	73.859	-112.046
Cash and cash equivalents at beginning of period	1.174.492	1.248.351
Cash and Cash Equivalents at Beginning of Period	1.248.351	1.136.305





Name		TOLCHÉN TRANSMISIÓN
Corporate Name	TOLCHÉN TRANSMISIÓN SpA	
Type of Company	Joint-Stock Company	
ID #	76389448-7	
Address	Avenida Apoquindo 3885, piso 8, Las Condes, Santiago	
Telephone #	56 22 414 7010	
Subscribed and Paid-Up Capital	CLP 197 million	
Purpose of the Company	Construction, operation and maintenance of electric power transmission or transportation facilities; the exploitation, development, and commercialization of electric systems, owned by it or by third parties, for the transmission and transformation of electric power and the rendering of services, manufacture, commercialization of equipment and materials, and execution of works, related to the aforementioned objects or necessary for their operation and development.	
Activities	The Company has a dedicated 33 km long double-circuit transmission line with a capacity of 233 MVA per circuit, which is used by Wind Farms. The first circuit extends from the San Gabriel substation to the Mulchén substation and the second circuit extends from the Tolpán Sur substation to the Mulchén substation. Both circuits are located in the municipalities of Renaico and Mulchén, in the provinces of Malleco and Biobío, belonging to the Araucanía and Biobío regions, respectively.	
Board of Directors	"Chair – Ivan Díaz Molina Vice Chair – Jorge Adolfo Lesser García-Huidobro Director – Juan Ignacio Parot Becker Director – Luz Granier Bulnes Director – Jonathan Reay Director – Ashley Munroe Director – Shama Naqushbandi Director – Igor Romitelli"	
Senior Management Officers	The Company is a joint stock company whose bylaws do not contemplate the existence of a Board of Directors.	
Business Relations	The main transactions between related entities include loans in current accounts that pay market interest, which is calculated for the term of the transaction.	

Summarized Financial Statements		
M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Current Assets	860.166	689.833
Non-Current Assets	30.463.368	27.050.284
Total Assets	31.323.534	27.740.117

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
NET EQUITY AND LIABILITIES		
Current Liabilities	696.186	769.870
Non-current Liabilities	24.933.078	19.939.521
Total Liabilities	25.629.264	20.709.391
Total Net Equity	5.694.270	7.030.726
Total Liabilities and Equity	31.323.534	27.740.117

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Gross Margin	3.846.916	3.273.278
Profit (Loss) Before Taxes	2.346.486	2.500.996
Income Tax	-624.989	-393.174
Profit (loss)	1.721.497	2.107.822

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Net cash flows from (used in) operating activities	3.589.681	3.923.423
Net cash flows from (used in) investing activities	0	0
Net cash flows from (used in) financing activities	-3.650.183	-3.971.395
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents from foreign exchange rate variation	-506	3.907
Net Increase (Decrease) in Cash and Cash Equivalents	-61.008	-44.065
Cash and cash equivalents at beginning of period	132.043	71.035
Cash and Cash Equivalents at Beginning of Period	71.035	26.970

Name	SGA
Corporate Name	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.
Type of Company	Closely Held Corporation
ID #	99528750-1
Address	Avenida Apoquindo 3885, piso 8, Las Condes, Santiago
Telephone #	56 22 414 7010
Subscribed and Paid-Up Capital	CLP 3.161 billion
Purpose of the Company	The company's corporate purpose includes the generation, transmission, distribution, purchase, supply, and sale of electricity and natural gas, as well as the sale of electrical products and household appliances. It also manages energy-related concessions and permits, buys and sells energy-related assets, and invests in various assets and securities.
Activities	SGA sells electricity in the spot market of the National Power Grid (SEN), in addition to selling energy to free customers.
Board of Directors	"Chair – Ivan Díaz Molina Vice Chair – Jorge Adolfo Lesser García-Huidobro Director – Juan Ignacio Parot Becker Director – Luz Granier Bulnes Director – Jonathan Reay Director – Ashley Munroe Director – Shama Naqushbandi Director – Igor Romitelli"
Senior Management Officers	"Francisco Alliende Arriagada – Chief Executive Officer Diego Alejandro Molina Henríquez – Chief Administrative and Financial Officer Sebastian Sáez Rees – Legal Counsel Charles Andrew Naylor Del Río – Business Development Officer Marcela Ellwanger Hollstein – Planning, Management, and Risk Officer María Dolores Labbe Daniel – Human Resources Officer Rodrigo Miranda Díaz – Regulation Officer"
Business Relations	Buying and selling electricity and tolls are the main business transactions with related parties. The electricity prices at which these transactions are carried out are set by the regulator or the market, while toll rates are controlled by the regulatory framework of the sector.

Summarized Financial Statements		
M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Current Assets	20.487.281	17.593.532
Non-Current Assets	10.701.213	11.389.246
Total Assets	31.188.494	28.982.778

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
NET EQUITY AND LIABILITIES		
Current Liabilities	22.257.555	19.713.440
Non-current Liabilities	1.551.638	787.240
Total Liabilities	23.809.193	20.500.680
Total Net Equity	7.379.301	8.482.098
Total Liabilities and Equity	31.188.494	28.982.778

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Gross Margin	297.975	3.944.675
Profit (Loss) Before Taxes	-259.387	3.284.189
Income Tax	34.537	-988.896
Profit (loss)	-224.850	2.295.293

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Net cash flows from (used in) operating activities	917.983	938.950
Net cash flows from (used in) investing activities	1.861.754	-1.708.927
Net cash flows from (used in) financing activities	-1.879.237	-648.223
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents from foreign exchange rate variation	99	-546
Net Increase (Decrease) in Cash and Cash Equivalents	900.599	-1.418.746
Cash and cash equivalents at beginning of period	1.830.017	2.730.616
Cash and Cash Equivalents at Beginning of Period	2.730.616	1.311.870



Name	STN
Corporate Name	SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL NORTE S.A.
Type of Company	Closely Held Corporation
ID #	76410374-2
Address	Avenida Apoquindo 3885, piso 8, Las Condes, Santiago
Telephone #	56 22 414 7010
Subscribed and Paid-Up Capital	CLP 16,630 million
Purpose of the Company	The Company's primary business is the construction, operation, and maintenance of electric power transmission and distribution facilities; and the operation, development, and commercialization of electrical systems—whether owned by the Company or by third parties—designed for the transmission and transformation of electric power. In addition, the Company provides maintenance services for third-party electrical facilities.
Activities	The Company initially built a dedicated transmission system to supply the new energy and power requirements of a mining company and to allow the connection of a generating plant to the National Power Grid (SEN). The transmission system began its operation at the end of the second half of 2016. However, in 2018, and according to the powers of the Regulatory Authority, part of this facility was reclassified as National Transmission, under the scope of the tariff studies. This would imply that this asset was defined as part of the National Transmission system and subject to its regulation.
Board of Directors	"Chair – Ivan Díaz Molina Vice Chair – Jorge Adolfo Lesser García-Huidobro Director – Juan Ignacio Parot Becker Director – Luz Granier Bulnes Director – Jonathan Reay Director – Ashley Munroe Director – Shama Naqushbandi Director – Igor Romitelli"
Senior Management Officers	"Francisco Alliende Arriagada – Chief Executive Officer Diego Alejandro Molina Henriquez – Chief Administrative and Financial Officer Sebastian Sáez Rees – Legal Counsel Marcelo Matus Castro – Transmission Operations Officer Charles Andrew Naylor Del Rio – Business Development Officer Marcela Ellwanger Hollstein – Planning, Management, and Risk Officer Maria Dolores Labbe Daniel – Human Resources Officer Rodrigo Miranda Diaz – Regulation Officer"
Business Relations	The main transactions between related entities include engineering services and loans in current accounts that pay market interest, which is calculated for the term of the transaction.

Summarized Financial Statements		
M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Current Assets	16.210.317	12.754.049
Non-Current Assets	52.308.290	59.316.257
Total Assets	68.518.607	72.070.306

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
NET EQUITY AND LIABILITIES		
Current Liabilities	8.379.448	8.697.794
Non-current Liabilities	17.060.720	16.933.988
Total Liabilities	25.440.168	25.631.782
Total Net Equity	37.727.393	42.886.825
Total Liabilities and Equity	63.167.561	68.518.607

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Gross Margin	40.730.915	42.222.319
Profit (Loss) Before Taxes	8.078.091	11.217.646
Income Tax	-2.371.101	-2.328.414
Profit (loss)	5.706.990	8.889.232

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Net cash flows from (used in) operating activities	18.138.018	22.298.634
Net cash flows from (used in) investing activities	-4.371.095	-17.866.995
Net cash flows from (used in) financing activities	-11.481.857	-6.975.826
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents from foreign exchange rate variation	14.663	-18.967
Net Increase (Decrease) in Cash and Cash Equivalents	2.299.729	-2.563.154
Cash and cash equivalents at beginning of period	711.884	3.011.613
Cash and Cash Equivalents at Beginning of Period	3.011.613	448.459



NameSTC	
Corporate Name	SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL CENTRO S.A.
Type of Company	Closely Held Corporation
ID #	76440111-5
Address	Avenida Apoquindo 3885, piso 8, Las Condes, Santiago
Telephone #	56 22 414 7010
Subscribed and Paid-Up Capital	CLP 23.238 billion
Purpose of the Company	Construction, operation and maintenance of electric power transmission or transportation facilities; the exploitation, development, and commercialization of electric systems, owned by it or by third parties, for the transmission and transformation of electric power and the rendering of services, manufacture, commercialization of equipment and materials, and execution of works, related to the aforementioned objects or necessary for their operation and development.
Activities	The Company built the 2x220 kV San Fabián-Ancoa Transmission Line Project, which will be operated and managed by the Company once it has been commissioned. The Company completed the construction of the second line in 2018. On August 25, it was energized and subsequently the National Electricity Coordinator (“CEN”) was informed that the Project had started its commissioning period.
Board of Directors	"Chair – Ivan Díaz Molina Vice Chair – Jorge Adolfo Lesser García-Huidobro Director – Juan Ignacio Parot Becker Director – Luz Granier Bulnes Director – Jonathan Reay Director – Ashley Munroe Director – Shama Naqushbandi Director – Igor Romitelli"
Senior Management Officers	"Francisco Alliende Arriagada – Chief Executive Officer Diego Alejandro Molina Henriquez – Chief Administrative and Financial Officer Sebastian Sáez Rees – Legal Counsel Marcelo Matus Castro – Transmission Operations Officer Charles Andrew Naylor Del Rio – Business Development Officer Marcela Ellwanger Hollstein – Planning, Management, and Risk Officer Maria Dolores Labbe Daniel – Human Resources Officer Rodrigo Miranda Diaz – Regulation Officer"
Business Relations	The main transactions between related entities include engineering services and loans in current accounts that pay market interest, which is calculated for the term of the transaction.

Summarized Financial Statements		
M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Current Assets	2.303.342	2.213.195
Non-Current Assets	73.663.569	64.164.211
Total Assets	75.966.911	66.377.406

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
NET EQUITY AND LIABILITIES		
Current Liabilities	375.758	773.027
Non-current Liabilities	39.046.619	30.332.836
Total Liabilities	39.422.377	31.105.863
Total Net Equity	36.544.534	35.271.543
Total Liabilities and Equity	75.966.911	66.377.406

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Gross Margin	1.646.517	1.288.660
Profit (Loss) Before Taxes	-1.653.155	-1.689.866
Income Tax	504.477	3.665.433
Profit (loss)	-1.148.678	1.975.567

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Net cash flows from (used in) operating activities	2.284.066	2.432.940
Net cash flows from (used in) investing activities	690	1.046
Net cash flows from (used in) financing activities	-2.290.000	-2.257.855
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents from foreign exchange rate variation	-38.806	20.510
Net Increase (Decrease) in Cash and Cash Equivalents	-44.050	196.641
Cash and cash equivalents at beginning of period	148.965	104.915
Cash and Cash Equivalents at Beginning of Period	104.915	301.556



NameSATT	
Corporate Name	SOCIEDAD AUSTRAL DE TRANSMISIÓN TRONCAL S.A.
Type of Company	Closely Held Corporation
ID #	76519747-3
Address	Avenida Apoquindo 3885, piso 8, Las Condes, Santiago
Telephone #	56 22 414 7010
Subscribed and Paid-Up Capital	CLP 16.654 billion.
Purpose of the Company	Construction, operation and maintenance of electric power transmission or transportation facilities; the exploitation, development, and commercialization of electric systems, owned by it or by third parties, for the transmission and transformation of electric power and the rendering of services, manufacture, commercialization of equipment and materials, and execution of works, related to the aforementioned objects or necessary for their operation and development.
Activities	The Company currently operates Dedicated and National Transmission assets located in Copiapó and Tocopilla.
Board of Directors	"Chair – Ivan Díaz Molina Vice Chair – Jorge Adolfo Lesser García–Huidobro Director – Juan Ignacio Parot Becker Director – Luz Granier Bulnes Director – Jonathan Reay Director – Ashley Munroe Director – Shama Naqushbandi Director – Igor Romitelli"
Senior Management Officers	"Francisco Alliende Arriagada – Chief Executive Officer Diego Alejandro Molina Henriquez – Chief Administrative and Financial Officer Sebastian Sáez Rees – Legal Counsel Marcelo Matus Castro – Transmission Operations Officer Charles Andrew Naylor Del Rio – Business Development Officer Marcela Ellwanger Hollstein – Planning, Management, and Risk Officer Maria Dolores Labbe Daniel – Human Resources Officer Rodrigo Miranda Diaz – Regulation Officer"
Business Relations	Buying and selling electricity and tolls are the main business transactions with related parties. The electricity prices at which these transactions are carried out are set by the regulator or the market, while toll rates are controlled by the regulatory framework of the sector. The purchase and sale of materials, if any, is made at average wholesale prices.

Summarized Financial Statements		
M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Current Assets	13.603.728	18.853.915
Non-Current Assets	213.597.610	252.302.325
Total Assets	227.201.338	271.156.240

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
NET EQUITY AND LIABILITIES		
Current Liabilities	16.359.130	28.090.652
Non-current Liabilities	169.361.070	202.495.915
Total Liabilities	185.720.200	230.586.567
Total Net Equity	41.481.138	40.569.673
Total Liabilities and Equity	227.201.338	271.156.240

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Gross Margin	11.947.288	13.745.403
Profit (Loss) Before Taxes	3.550.204	3.777.152
Income Tax	-970.093	-676.823
Profit (loss)	2.580.111	3.100.329

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Net cash flows from (used in) operating activities	11.814.457	7.044.738
Net cash flows from (used in) investing activities	-37.298.724	-53.838.728
Net cash flows from (used in) financing activities	25.630.000	46.924.788
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents from foreign exchange rate variation	-14.701	5.928
Net Increase (Decrease) in Cash and Cash Equivalents	131.032	136.726
Cash and cash equivalents at beginning of period	72.272	203.304
Cash and Cash Equivalents at Beginning of Period	203.304	340.030



NameSAGESA GENERACIÓN	
Corporate Name	SAGESA GENERACIÓN S.A.
Type of Company	Closely Held Corporation
ID #	77708654-5
Address	Avenida Apoquindo 3885, piso 8, Las Condes, Santiago
Telephone #	56 22 414 7010
Subscribed and Paid-Up Capital	CLP 16.465 billion
Purpose of the Company	The company's corporate purpose includes the generation, transmission, distribution, purchase, supply, and sale of electricity and natural gas, as well as the sale of electrical services and household appliances. It also includes the management of concessions and permits, the purchase and sale of energy-related assets, and investments in real estate and securities, including the execution of all necessary acts and contracts to fulfill its corporate purpose.
Activities	The Company has generation assets operating from the Biobío Region to the Los Lagos Region. A portion of the power generated by this company is sold in CDEC-SEN's spot market through related party Sociedad Generadora Austral S.A (SGA), and its revenues originate from the sale of energy and power in that market, and the remainder from sales to related entities (Saesa, Frontel, and Luz Osorno).
Board of Directors	"Chair – Ivan Díaz Molina Vice Chair – Jorge Adolfo Lesser García-Huidobro Director – Juan Ignacio Parot Becker Director – Luz Granier Bulnes Director – Jonathan Reay Director – Ashley Munroe Director – Shama Naqushbandi Director – Igor Romitelli"
Senior Management Officers	"Francisco Alliende Arriagada – Chief Executive Officer Diego Alejandro Molina Henriquez – Chief Administrative and Financial Officer Sebastian Sáez Rees – Legal Counsel Charles Andrew Naylor Del Rio – Business Development Officer Marcela Ellwanger Hollstein – Planning, Management, and Risk Officer Maria Dolores Labbe Daniel – Human Resources Officer Rodrigo Miranda Diaz – Regulation Officer"
Business Relations	Buying and selling electricity and tolls are the main business transactions with related parties. The electricity prices at which these transactions are carried out are set by the regulator or the market, while toll rates are controlled by the regulatory framework of the sector. The company also participates in intercompany loans, which are checking account loans that pay market interests calculated for the duration of the transaction.

Summarized Financial Statements		
M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Current Assets	9.503.743	10.731.287
Non-Current Assets	54.798.258	51.439.410
Total Assets	64.302.001	62.170.697

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
NET EQUITY AND LIABILITIES		
Current Liabilities	4.410.339	3.591.699
Non-current Liabilities	28.099.473	28.633.041
Total Liabilities	32.509.812	32.224.740
Total Net Equity	31.792.189	29.945.957
Total Liabilities and Equity	64.302.001	62.170.697

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Gross Margin	5.259.662	6.654.031
Profit (Loss) Before Taxes	-2.154.223	2.058.565
Income Tax	872.190	-637.751
Profit (loss)	-1.282.033	1.420.814

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Net cash flows from (used in) operating activities	-720.837	2.923.686
Net cash flows from (used in) investing activities	-6.874.293	-4.146.742
Net cash flows from (used in) financing activities	7.618.005	1.382.498
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents from foreign exchange rate variation	-10.689	4.133
Net Increase (Decrease) in Cash and Cash Equivalents	12.186	163.575
Cash and cash equivalents at beginning of period	56.508	68.694
Cash and Cash Equivalents at Beginning of Period	68.694	232.269



Name		L.T. Cabo Leones
Corporate Name	LÍNEA DE TRANSMISIÓN CABO LEONES S.A.	
Type of Company	Closely Held Corporation	
ID #	76429813-6	
Address	Avenida Apoquindo 3885, piso 8, Las Condes, Santiago	
Telephone #	56 22 414 7010	
Subscribed and Paid-Up Capital	CLP 10 million	
Purpose of the Company	Construction, operation and maintenance of electric power transmission or transportation facilities; the exploitation, development, and commercialization of electric systems, owned by it or by third parties, for the transmission and transformation of electric power and the rendering of services, manufacture, commercialization of equipment and materials, and execution of works, related to the aforementioned objects or necessary for their operation and development.	
Activities	The Company built a project consisting of the construction, operation, maintenance and administration of a 220 kV double circuit Dedicated Transmission System, located in the municipalities of Freirina and Vallenar, the purpose of which is to evacuate the electrical energy and power of up to three wind power projects under construction. The transmission system began operation at the end of the second half of 2017.	
Board of Directors	"Chair – Ivan Díaz Molina Vice Chair – Jorge Adolfo Lesser García-Huidobro Director – Juan Ignacio Parot Becker Director – Luz Granier Bulnes Director – Jonathan Reay Director – Ashley Munroe Director – Shama Naqushbandi Director – Igor Romitelli"	
Senior Management Officers	Senior Officers are directly compensated by the Company.	
Business Relations	The main transactions between related entities include loans in current accounts that pay market interest, which is calculated for the term of the transaction.	

Summarized Financial Statements		
M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Current Assets	1.747.703	1.441.459
Non-Current Assets	43.642.262	38.714.612
Total Assets	45.389.965	40.156.071

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
NET EQUITY AND LIABILITIES		
Current Liabilities	1.525.885	1.719.318
Non-current Liabilities	34.288.505	27.173.193
Total Liabilities	35.814.390	28.892.511
Total Net Equity	9.575.575	11.263.560
Total Liabilities and Equity	45.389.965	40.156.071

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Gross Margin	6.672.681	6.487.391
Profit (Loss) Before Taxes	4.047.817	3.642.492
Income Tax	-1.165.197	-917.028
Profit (loss)	2.882.620	2.725.464

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Net cash flows from (used in) operating activities	5.680.164	5.431.384
Net cash flows from (used in) investing activities	13.854	8.767
Net cash flows from (used in) financing activities	-5.209.460	-6.015.459
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents from foreign exchange rate variation	981	1.197
Net Increase (Decrease) in Cash and Cash Equivalents	485.539	-574.111
Cash and cash equivalents at beginning of period	224.436	709.975
Cash and Cash Equivalents at Beginning of Period	709.975	135.864



Name		STA
Corporate Name	SOCIEDAD DE TRANSMISIÓN AUSTRAL S.A.	
Type of Company	Closely Held Corporation	
ID #	77312201-6	
Address	Avenida Apoquindo 3885, piso 8, Las Condes, Santiago	
Telephone #	56 22 414 7010	
Subscribed and Paid-Up Capital	CLP 146.458 billion	
Purpose of the Company	The object of the Company is to carry out business related mainly to the transmission of energy through its own or other companies, as well as to carry out and manage investments. The activities encompassed in the Company's corporate purpose may be carried out in Chile or abroad.	
Activities	Businesses mainly related to the transmission of energy through its own or other companies, as well as the realization and management of investments. The activities encompassed in the Company's corporate purpose may be carried out in Chile or abroad.	
Board of Directors	"Chair – Ivan Díaz Molina Vice Chair – Jorge Adolfo Lesser García-Huidobro Director – Juan Ignacio Parot Becker Director – Luz Granier Bulnes Director – Jonathan Reay Director – Ashley Munroe Director – Shama Naqushbandi Director – Igor Romitelli"	
Senior Management Officers	"Francisco Alliende Arriagada – Chief Executive Officer Diego Alejandro Molina Henriquez – Chief Administrative and Financial Officer Sebastian Sáez Rees – Legal Counsel Marcelo Matus Castro – Transmission Operations Officer Charles Andrew Naylor Del Rio – Business Development Officer Marcela Ellwanger Hollstein – Planning, Management, and Risk Officer Maria Dolores Labbe Daniel – Human Resources Officer Rodrigo Miranda Diaz – Regulation Officer"	
Business Relations	Buying and selling electricity and tolls are the main business transactions with related parties. The electricity prices at which these transactions are carried out are set by the regulator or the market, while toll rates are controlled by the regulatory framework of the sector. The purchase and sale of materials is made at average wholesale prices. Intercompany loans are regulated within a consolidated cash management framework that falls mainly on the related entities Saesa, Frontel and the Company, which are in charge of defining the optimal flows between related entities.	

Summarized Financial Statements		
M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Current Assets	74.595.872	90.519.783
Non-Current Assets	1.017.522.476	1.054.718.391
Total Assets	1.092.118.348	1.145.238.174

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
NET EQUITY AND LIABILITIES		
Current Liabilities	77.801.047	115.100.642
Non-current Liabilities	680.750.293	662.740.674
Total Liabilities	758.551.340	777.841.316
Total Net Equity	333.567.008	367.396.858
Total Liabilities and Equity	1.092.118.348	1.145.238.174

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Gross Margin	154.666.378	173.610.380
Profit (Loss) Before Taxes	29.280.756	83.816.423
Income Tax	-5.782.480	-16.300.828
Profit (loss) from discontinuing operations	23.498.276	67.515.595
Profit (loss) from discontinued operations	0	0
Profit (loss)	23.498.276	67.515.595

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Net cash flows from (used in) operating activities	117.422.877	101.197.895
Net cash flows from (used in) investing activities	-110.327.314	-95.177.952
Net cash flows from (used in) financing activities	-4.402.819	-11.287.694
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents from foreign exchange rate variation	-20.573	114.492
Net Increase (Decrease) in Cash and Cash Equivalents	2.672.171	-5.153.259
Cash and cash equivalents at beginning of period	4.851.657	7.523.828
Cash and Cash Equivalents at Beginning of Period	7.523.828	2.370.569





Name		SAESA INNOVA
Corporate Name	SAESA INNOVA SOLUCIONES SPA	
Type of Company	Joint-Stock Company	
ID #	77.227.565-K	
Address	Avenida Apoquindo 3885, piso 8, Las Condes, Santiago	
Telephone #	56 22 414 7010	
Subscribed and Paid-Up Capital	CLP 1 million	
Purpose of the Company	The company's corporate purpose encompasses the purchase, sale, import, export, production, marketing, installation, and maintenance of electrical products and equipment, electric vehicles, energy efficiency solutions, electromobility, solar panels, home automation, and related products. It also includes the generation and sale of electricity, energy consulting services, and the management of fuels such as oil and gas. In addition, the company is engaged in the development of IT platforms and data centers, as well as investments in tangible and intangible assets.	
Activities	Purchase, sale, rental, and marketing of electrical products or products related to the electrical world in general, as well as a wide range of energy solutions for the industrial, mining, business, and home sectors.	
Board of Directors	The Company is a joint stock company whose bylaws do not contemplate the existence of a Board of Directors.	
Senior Management Officers	"Raúl González Rojas – General Manager Marcia Estelle Melita – Administration and Finance Manager Mauricio Gormaz Barrientos – Sales and Services Manager Camila Trujillo Salinas – Energy Manager"	
Business Relations	Buying and selling electricity and tolls are the main business transactions with related parties. The electricity prices at which these transactions are carried out are set by the regulator or the market, while toll rates are controlled by the regulatory framework of the sector.	

Summarized Financial Statements		
M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Current Assets	20.074.989	20.574.955
Non-Current Assets	11.689.130	14.858.662
Total Assets	31.764.119	35.433.617

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
NET EQUITY AND LIABILITIES		
Current Liabilities	8.404.644	10.054.872
Non-current Liabilities	21.353.225	22.907.492
Total Liabilities	29.757.869	32.962.364
Total Net Equity	2.006.250	2.471.253
Total Liabilities and Equity	31.764.119	35.433.617

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Gross Margin	27.010.726	31.351.150
Profit (Loss) Before Taxes	370.712	1.000.172
Income Tax	-46.967	-493.037
Profit (loss)	323.745	507.135

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Net cash flows from (used in) operating activities	18.051.770	16.543.197
Net cash flows from (used in) investing activities	-14.880.620	-15.916.929
Net cash flows from (used in) financing activities	-2.963.643	409.442
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents from foreign exchange rate variation	83.599	-137.549
Net Increase (Decrease) in Cash and Cash Equivalents	291.106	898.161
Cash and cash equivalents at beginning of period	1.375.618	1.666.724
Cash and Cash Equivalents at Beginning of Period	1.666.724	2.564.885

Name		STA II
Corporate Name	STA II S.A.	
Type of Company	Closely Held Corporation	
ID #	77.729.726-0	
Address	Avenida Apoquindo 3885, piso 8, Las Condes, Santiago	
Telephone #	56 22 414 7010	
Subscribed and Paid-Up Capital	CLP 19.606 billion	
Purpose of the Company	The purpose of the Company is the construction, operation, and maintenance of electric power transmission or distribution facilities; the operation, development, and sales of power grids—whether owned by the Company or by third parties—intended for the transmission and transformation of electric power; and the provision of services, manufacture and sales of equipment and materials, and execution of construction projects related to the aforementioned purposes or necessary for their operation and development.	
Activities	To conduct business related mainly to the generation and commercialization of energy through its own or other companies. It currently manages the investments of its subsidiaries SGA and Sagesa Gx.	
Board of Directors	"Chair – Ivan Díaz Molina Vice Chair – Jorge Adolfo Lesser García-Huidobro Director – Juan Ignacio Parot Becker Director – Luz Granier Bulnes Director – Jonathan Reay Director – Ashley Munroe Director – Shama Naqushbandi Director – Igor Romitelli"	
Senior Management Officers	"Francisco Alliende Arriagada – Chief Executive Officer Diego Alejandro Molina Henriquez – Chief Administrative and Financial Officer Sebastian Sáez Rees – Legal Counsel Charles Andrew Naylor Del Rio – Business Development Officer Marcela Ellwanger Hollstein – Planning, Management, and Risk Officer Maria Dolores Labbe Daniel – Human Resources Officer Rodrigo Miranda Diaz – Regulation Officer"	
Business Relations	Buying and selling electricity and tolls are the main business transactions with related parties. The electricity prices at which these transactions are carried out are set by the regulator or the market, while toll rates are controlled by the regulatory framework of the sector.	

Summarized Financial Statements		
M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Current Assets	24.034.139	20.920.539
Non-Current Assets	65.499.471	62.846.128
Total Assets	89.533.610	83.766.667

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
NET EQUITY AND LIABILITIES		
Current Liabilities	20.648.581	15.839.463
Non-current Liabilities	29.077.021	28.897.656
Total Liabilities	49.725.602	44.737.119
Total Net Equity	39.808.008	39.029.548
Total Liabilities and Equity	89.533.610	83.766.667

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Gross Margin	5.557.637	10.598.706
Profit (Loss) Before Taxes	-3.040.935	5.843.336
Income Tax	892.927	-1.609.412
Profit (loss)	-2.148.008	4.233.924

M\$	31-DEC-24	31-DEC-25
Net cash flows from (used in) operating activities	187.057	3.840.037
Net cash flows from (used in) investing activities	-5.012.539	-5.855.669
Net cash flows from (used in) financing activities	5.755.328	751.789
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents from foreign exchange rate variation	-10.590	3.587
Net Increase (Decrease) in Cash and Cash Equivalents	919.256	-1.260.256
Cash and cash equivalents at beginning of period	1.955.389	2.874.645
Cash and Cash Equivalents at Beginning of Period	2.874.645	1.614.389





PROPERTY AND FACILITIES, TRADEMARKS AND CONCESSIONS

CONCESSIONS

	Area (km²)	# of Municipalities
SAESA	15.122	51
FRONTEL	24.715	68
EDELAYSEN	620	9
LUZ OSORNO	4.361	8
Total	44.818	

TRADEMARKS AND PATENTS
Grupo Saesa currently holds 36 registered trademarks that are in use, through which it carries out various activities related to the electrical sector throughout its area of operations.

PROPERTIES

Saesa	Facilities and equipment, consisting mainly of poles and conductors. Small power generation plants as backup.	13,458 km (MV lines) 11,324 km (LV lines) 989 MVA (MV/MV) 42 power plants (21 MW)
Frontel	Plants and equipment, consisting mostly of poles and conductors Small power generation plants as backup.	18,489 km (MV lines) 15,380 km (LV lines) 602 MVA (MV/MV) 38 power plants (43 MW)
Luz Osorno	Plants and equipment, consisting mostly of poles and conductors Small power generation plants as backup.	4,020 km (MV lines) 1,026 km (LV lines) 106 MVA (MV/MV) 1 power plant (1.6 MW)
Edelaysen	Power plants and equipment, consisting mostly of poles and conductors Transmission Lines	328 km (HV lines) 2,403 km (MV lines) 1,115 km (LV lines) 82 MVA (MV/MV) 29 power plants (73 MW)
Sagesa	Power plants.	18 power plants (111 MW)
Saesa Innova	Power plants	33 Diesel power plants (46 MW)

OPERATING COMPANY	OWN SUBSTATION (SS)		THIRD-PARTY SUBSTATION		Total operated substations
	SSEE with transformer	Switching substations	Substation with panels	Substation with transformers	
STA	73	10	9	3	95

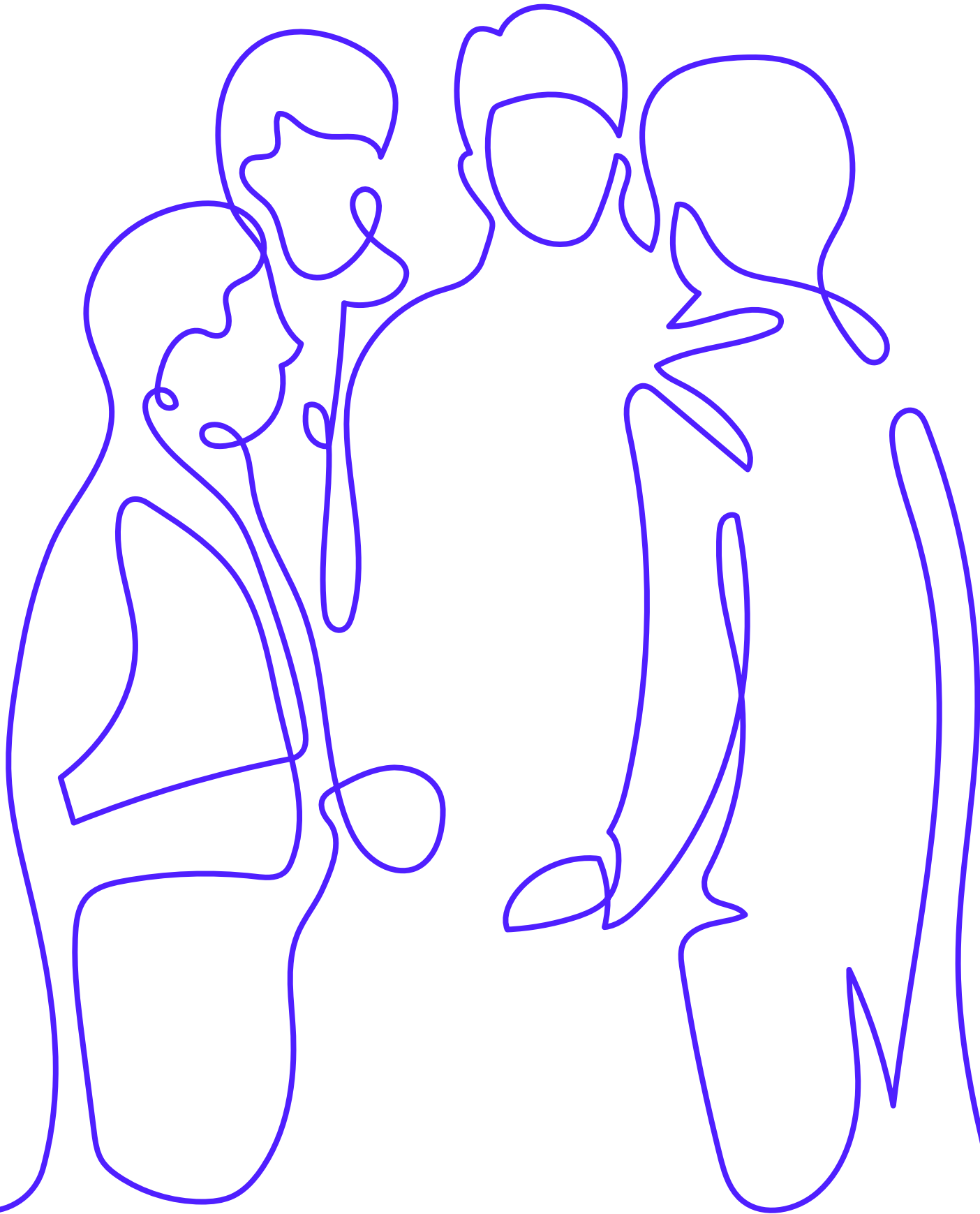
7

METRICS



- 172 Governance
- 173 Human Resources
- 181 Health and Safety
- 184 Suppliers

GOVERNANCE



Number of people by gender		2025
Women		3
Men		5
Total		8

Number of people by age group		2025
Under 30 years		-
Women		-
Men		-
Between 30 and 40 years		1
Women		-
Men		1
Between 41 and 50 years		3
Women		1
Men		2
Between 51 and 60 years		1
Women		1
Men		-
Between 61 and 70 years		3
Women		1
Men		2
Over 70 years		-
Women		-
Men		-
Total		8

Number of people by nationality		2025
Chilean		4
Women		1
Men		3
Brazilian		1
Women		-
Men		1
Canadian		2
Women		1
Men		1
British		1
Women		1
Men		-
Total		8

Number of people by tenure in the position		2025
Under 3 years		2
Women		1
Men		1
Between 3 and 6 years		3
Women		2
Men		1
Between 6 and 9 years		-
Women		-
Men		-
Between 9 and 12 years		-
Women		-
Men		-
Over 12 years		3
Women		-
Men		3
Total		8





HUMAN RESOURCES

COMPANY WORKFORCE

Diversity within the organization (positions and/or functions in accordance with NCG 461)

Number of people by gender		2025									
	Acronyms	Senior management	Management	Supervisors	Operators	Sales force	Administrative staff	Support staff	Other professionals	Other technicians	Total
Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSEN)	EDELAYSEN	-	2	22	11	-	13	-	23	39	110
Women		-	-	4	-	-	6	-	4	3	17
Men		-	2	18	11	-	7	-	19	36	93
Compañía Eléctrica de Osorno S.A. (LUZ OSORNO)	LUZ OSORNO	-	-	4	2	-	4	-	12	4	26
Women		-	-	-	-	-	4	-	3	-	7
Men		-	-	4	2	-	-	-	9	4	19
Sociedad Generadora Austral S.A. (SGA)	SGA	-	-	-	-	-	-	-	2	-	2
Women		-	-	-	-	-	-	-	1	-	1
Men		-	-	-	-	-	-	-	1	-	1
Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)	STS	1	11	55	18	-	5	-	185	36	311
Women		-	-	11	-	-	5	-	30	2	48
Men		1	11	44	18	-	-	-	155	34	263
Saesa Generación S.A. (SAGESA)	SAGESA	-	-	1	-	-	-	-	-	-	1
Women		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Men		-	-	1	-	-	-	-	-	-	1

Diversity within the organization (positions and/or functions in accordance with NCG 461)

Number of people by gender		2025									
	Acronyms	Senior management	Management	Supervisors	Operators	Sales force	Administrative staff	Support staff	Other professionals	Other technicians	Total
Sociedad Austral de Electricidad S.A. (SAESA)	SAESA	10	29	166	63	–	50	–	349	60	727
Women		2	6	33	–	–	31	–	119	6	197
Men		8	23	133	63	–	19	–	230	54	530
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (FRONTEL)	FRONTEL	–	14	104	66	–	36	–	186	60	466
Women		–	6	25	–	–	22	–	48	2	103
Men		–	8	79	66	–	14	–	138	58	363
Saesa Innova Soluciones SpA (Innova)	Innova	4	1	24	–	–	3	–	48	–	80
Women		2	–	7	–	–	3	–	13	–	25
Men		2	1	17	–	–	–	–	35	–	55
Sistema de Transmisión del Norte (STN)	STN	1	1	2	–	–	18	–	142	383	547
Women		–	–	–	–	–	8	–	13	6	27
Men		1	1	2	–	–	10	–	129	377	520
Total		16	58	378	160	–	129	–	947	582	2,270
Women		4	12	80	–	–	79	–	231	19	425
Men		12	46	298	160	–	50	–	716	563	1,845

Number of people by gender		2023									
	Acronyms	Senior management	Management	Supervisors	Operators	Sales force	Administrative staff	Support staff	Other professionals	Other technicians	Total
Inversiones Eléctricas del Sur S,A, (Consolidado)	IEDS	16	58	378	160	–	129	–	947	582	2,270
Women		4	12	80	–	–	79	–	231	19	425
Men		12	46	298	160	–	50	–	716	563	1,845



Diversity within the organization (nationalities in accordance with NCG 461)

Number of people by nationality	2025									
	Senior Management	Management	Supervisors	Operators	Sales force	Administrative staff	Support staff	Other professionals	Other technicians	Total
Brazilian	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1
Women	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1
Men	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chilean	16	57	372	160	-	127	-	922	538	2,192
Women	5	12	78	-	-	77	-	222	18	412
Men	11	45	294	160	-	50	-	700	520	1,780
Spanish	-	-	-	-	-	-	-	2	-	2
Women	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Men	-	-	-	-	-	-	-	2	-	2
Argentine	-	-	2	-	-	-	-	-	-	2
Women	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Men	-	-	2	-	-	-	-	-	-	2
Bolivian	-	-	-	-	-	-	-	-	14	14
Women	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Men	-	-	-	-	-	-	-	-	14	14
Ecuadorian	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
Women	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Men	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
Peruvian	-	1	-	-	-	-	-	2	2	5
Women	-	-	-	-	-	-	-	2	-	2
Men	-	1	-	-	-	-	-	-	2	3
Venezuelan	-	-	3	-	-	2	-	17	16	38
Women	-	-	1	-	-	2	-	5	1	9
Men	-	-	2	-	-	-	-	12	15	29
Colombian	-	-	1	-	-	-	-	2	11	14
Women	-	-	1	-	-	-	-	1	-	2
Men	-	-	-	-	-	-	-	1	11	12
Haitiana	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1
Women	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Men	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1
Total	16	58	378	160	-	129	-	947	582	2,270
Women	5	12	80	-	-	79	-	231	19	426
Men	11	46	298	160	-	50	-	716	563	1,844





Diversity within the organization (age groups in accordance with NCG 461)

Number of people by age group	2025									
	Senior Management	Management	Supervisors	Operators	Sales force	Administrative staff	Support staff	Other professionals	Other technicians	Total
Under 30 years	–	–	6	16	–	11	–	110	76	219
Women	–	–	1	–	–	7	–	31	4	43
Men	–	–	5	16	–	4	–	79	72	176
Between 30 and 40 years	1	6	117	79	–	35	–	434	222	894
Women	1	1	28	–	–	18	–	117	5	170
Men	–	5	89	79	–	17	–	317	217	724
Between 41 and 50 years	6	36	180	49	–	35	–	273	157	736
Women	3	8	41	–	–	25	–	59	6	142
Men	3	28	139	49	–	10	–	214	151	594
Between 51 and 60 years	7	14	59	14	–	29	108	104	–	335
Women	1	3	10	–	–	20	24	4	–	62
Men	6	11	49	14	–	9	84	100	–	273
Between 61 and 70 years	2	2	16	2	–	18	20	21	–	81
Women	–	–	–	–	–	8	–	–	–	8
Men	2	2	16	2	–	10	20	21	–	73
Over 70 years	–	–	–	–	–	1	2	2	–	5
Women	–	–	–	–	–	1	–	–	–	1
Men	–	–	–	–	–	–	2	2	–	4
Total	16	58	378	160	–	129	130	944	455	2.270
Women	5	12	80	–	–	79	24	211	15	426
Men	11	46	298	160	–	50	106	733	440	1.844

Diversity within the organization (employee tenure in accordance with NCG 461)

Number of people by tenure in the position	2025									
	Senior Management	Management	Supervisors	Operators	Sales force	Administrative staff	Support staff	Other professionals	Other technicians	Total
Under 3 years	1	7	29	24	–	30	–	291	253	635
Women	–	–	5	–	–	19	–	74	6	104
Men	1	7	24	24	–	11	–	217	247	531
Between 3 and 6 years	4	9	84	37	–	33	–	297	228	692
Women	2	3	20	–	–	18	–	78	8	129
Men	2	6	64	37	–	15	–	219	220	563
Between 6 and 9 years	–	7	61	22	–	18	–	109	28	245
Women	–	2	11	–	–	7	–	23	3	46
Men	–	5	50	22	–	11	–	86	25	199
Beetween 9 and 12 years	2	9	54	32	–	8	–	77	20	202
Women	–	1	12	–	–	6	–	24	–	43
Men	2	8	42	32	–	2	–	53	20	159
Over 12 years	9	26	150	45	–	40	–	173	53	496
Women	3	6	32	–	–	29	–	32	2	104
Men	6	20	118	45	–	11	–	141	51	392
Total	16	58	378	160	–	129	–	947	582	2.270
Women	5	12	80	–	–	79	–	231	19	426
Men	11	46	298	160	–	50	–	716	563	1.844





Diversity within the organization (persons with disabilities in accordance with NCG 461)

Number of people with disabilities		2025									
	Acronyms	Senior management	Management	Supervisors	Operators	Sales force	Administrative staff	Support staff	Other professionals	Other technicians	Total
Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSEN)	EDELAYSEN	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1
Women		-	-	-	-	-	-	-	1	-	1
Men		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)	STS	-	-	-	-	-	-	-	3	-	3
Women		-	-	-	-	-	-	-	1	-	1
Men		-	-	-	-	-	-	-	2	-	2
Sociedad Austral de Electricidad S.A. (SAESA)	SAESA	-	-	1	-	-	4	-	3	-	8
Women		-	-	-	-	-	2	-	1	-	3
Men		-	-	1	-	-	2	-	2	-	5
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (FRONTEL)	FRONTEL	-	-	1	1	-	2	-	3	-	7
Women		-	-	-	-	-	1	-	3	-	4
Men		-	-	1	1	-	1	-	-	-	3
Sistema de Transmisión del Norte (STN)	STN	-	-	-	-	-	4	-	-	1	5
Women		-	-	-	-	-	1	-	-	1	2
Men		-	-	-	-	-	3	-	-	-	3
Total		-	-	2	1	-	10	-	10	1	24
Women		-	-	-	-	-	4	-	6	1	11
Men		-	-	2	1	-	6	-	4	-	13

Employment formalization (in accordance with NCG 461)

Type of contract	2025							
	Permanent		Fixed term		Project-based		Independent contractor	
	N°	%	N°	%	N°	%	N°	%
Women	402	94%	–	0%	24.00	6%	–	0%
Men	1,708	93%	20	1%	116.00	6%	–	0%
Total	2,110	93.0%	20	0.9%	140	6.2%	–	0,0%

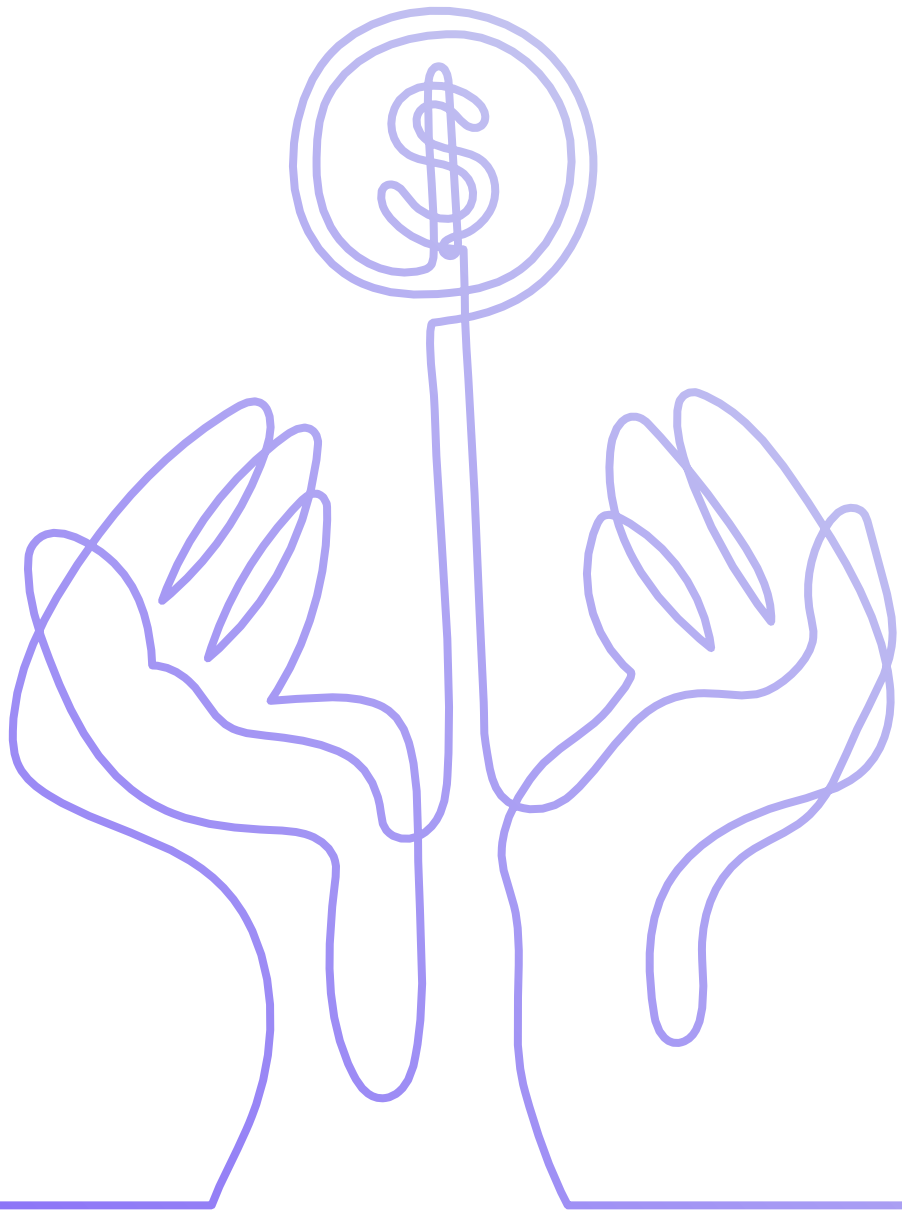
Workplace flexibility (in accordance with NCG 461)

Type of contract	2025											
	Employees with standard work schedules		Part-time employees		Fully remote employees		Hybrid employees		Employees with flexible work arrangements for family caregivers		Employees with flexible working hours for caregivers of children under 12	
	N°	%	N°	%	N°	%	N°	%	N°	%	N°	%
Women	128	–	–	–	1	–	164	–	6	–	23	–
Men	1,231	–	–	–	1	–	272	–	7	–	27	–
Total	1,359	75.6%	–	0.0%	2	0.1%	436	24.3%	13	0.7%	50	2.8%



Gender pay equity (in accordance with NCG 461)

Gender pay gap by job category (*)	2025	
	Mean	Median
Senior management	62%	82%
Management	89%	78%
Supervisors	90%	94%
Operators	N/A	N/A
Sales force	N/A	N/A
Administrative staff	93%	92%
Support staff	N/A	N/A
Other professionals	79%	77%
Other technicians	84%	78%
Total	92.0%	94.0%



Training (NCG 461)

	Senior management		Management		Supervisors		Operators	
	Training hours	Number of employees trained	Training hours	Number of employees trained	Training hours	Number of employees trained	Training hours	Number of employees trained
Men	91,136	1267	2710	18	9946	34	24456	278
Women	34,140	373	1128	4	3330	11	6831	73
Total	125,276	1,640	3,838	22	13,276	45	31,287	351

	Sales force		Administrative staff		Support staff		Other professionals		Other technicians	
	Training hours	Number of employees trained	Training hours	Number of employees trained	Training hours	Number of employees trained	Training hours	Number of employees trained	Training hours	Number of employees trained
Men	0	0	1410	40	0	0	44742	737	0	0
Women	0	0	4411	68	0	0	18440	217	0	0
Total	-	-	5,821	108	-	-	63,182	954	-	-



HEALTH AND SAFETY

OCCUPATIONAL HEALTH AND SAFETY (IN ACCORDANCE WITH NCG 519)

Contracted employees only

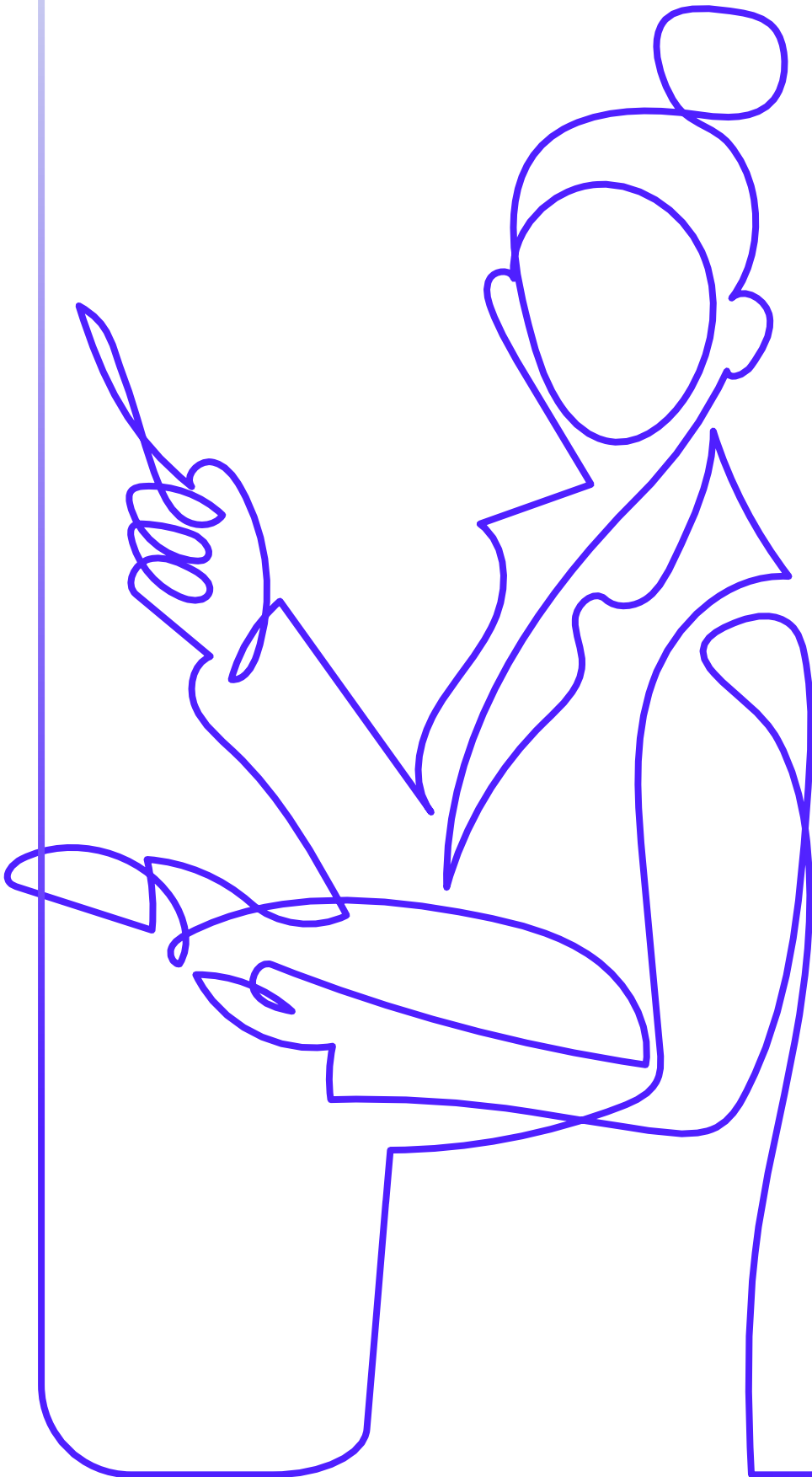
Fatality Rate (NCG N°519)

Company	Tax ID	Incident Rate		
		Number of workplace accidents	Number of employees	Total (*100)
Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (Consolidado)	77.227.557-9	3	1,640	0.18
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (FRONTEL)	76.073.164-1	1	466	0
Sociedad Austral de Electricidad S.A. (SAESA)	76.073.162-5	-	727	-
Compañía Eléctrica de Osorno S.A. (LUZ OSORNO)	95.531.500-4	-	26	-
Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSEN)	88.272.600-2	2	110	2
Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA)	77.122.643-4	-	-	-
Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)	77.312.201-6	-	311	-
Sistema de Transmisión del Centro (STC)	76.440.111-5	-	-	-
Sistema de Transmisión del Norte (STN)	76.410.374-2	-	-	-
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SATT)	76.519.747-3	-	-	-
Línea de Transmisión Cabo Los Leones S.A. (Cabo Los Leones)	76.429.813-6	-	-	-
Tolchén Transmisión SpA	76.389.448-7	-	-	-
Sagesa S.A. (SAGESA)	77.729.726-0	-	-	-
Saesa Generación S.A. (SAGESA)	76.186.388-6	-	-	-
Sociedad Generadora Austral S.A. (SGA)	99.528.750-1	-	-	-
Saesa Innova Soluciones SpA (Innova)	77.227.565-K	-	-	-

Fatality Rate (NCG N°519)

Company	Tax ID	Incident Rate		
		Number of work-related fatalities	Number of employees	Total (*100,000)
Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (Consolidado)	77.227.557-9	-	1,640	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (FRONTEL)	76.073.164-1	-	466	-
Sociedad Austral de Electricidad S.A. (SAESA)	76.073.162-5	-	727	-
Compañía Eléctrica de Osorno S.A. (LUZ OSORNO)	95.531.500-4	-	26	-
Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSEN)	88.272.600-2	-	110	-
Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA)	77.122.643-4	-	-	-
Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)	77.312.201-6	-	311	-
Sistema de Transmisión del Centro (STC)	76.440.111-5	-	-	-
Sistema de Transmisión del Norte (STN)	76.410.374-2	-	-	-
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SATT)	76.519.747-3	-	-	-
Línea de Transmisión Cabo Los Leones S.A. (Cabo Los Leones)	76.429.813-6	-	-	-
Tolchén Transmisión SpA	76.389.448-7	-	-	-
Sagesa S.A. (SAGESA TX)	77.729.726-0	-	-	-
Saesa Generación S.A. (SAGESA)	76.186.388-6	-	-	-
Sociedad Generadora Austral S.A. (SGA)	99.528.750-1	-	-	-
Saesa Innova Soluciones SpA (Innova)	77.227.565-K	-	-	-





Occupational disease rate (NCG N°519)

Company	Tax ID	Occupational disease rate		
		Number of occupational diseases	Number of employees	Total (*100)
Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (Consolidado)	77.227.557-9	-	1,640	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (FRONTEL)	76.073.164-1	-	466	-
Sociedad Austral de Electricidad S.A. (SAESA)	76.073.162-5	-	727	-
Compañía Eléctrica de Osorno S.A. (LUZ OSORNO)	95.531.500-4	-	26	-
Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSEN)	88.272.600-2	-	110	-
Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA)	77.122.643-4	-	-	-
Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)	77.312.201-6	-	311	-
Sistema de Transmisión del Centro (STC)	76.440.111-5	-	-	-
Sistema de Transmisión del Norte (STN)	76.410.374-2	-	-	-
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SATT)	76.519.747-3	-	-	-
Línea de Transmisión Cabo Los Leones S.A. (Cabo Los Leones)	76.429.813-6	-	-	-
Tolchén Transmisión SpA	76.389.448-7	-	-	-
Sagesa S.A. (SAGESA TX)	77.729.726-0	-	-	-
Saesa Generación S.A. (SAGESA)	76.186.388-6	-	-	-
Sociedad Generadora Austral S.A. (SGA)	99.528.750-1	-	-	-
Saesa Innova Soluciones SpA (Innova)	77.227.565-K	-	-	-

Average lost days per accident (NCG N°519)

Company	Tax ID	Average lost days per accident		
		Total lost days due to workplace accidents	Number of work-related accidents	Total
Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (Consolidado)	77.227.557-9	17	3	6
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (FRONTEL)	76.073.164-1	2	1	2
Sociedad Austral de Electricidad S.A. (SAESA)	76.073.162-5	-	-	-
Compañía Eléctrica de Osorno S.A. (LUZ OSORNO)	95.531.500-4	-	-	-
Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSEN)	88.272.600-2	15	2	8
Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA)	77.122.643-4	-	-	-
Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)	77.312.201-6	-	-	-
Sistema de Transmisión del Centro (STC)	76.440.111-5	-	-	-
Sistema de Transmisión del Norte (STN)	76.410.374-2	-	-	-
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SATT)	76.519.747-3	-	-	-
Línea de Transmisión Cabo Los Leones S.A. (Cabo Los Leones)	76.429.813-6	-	-	-
Tolchén Transmisión SpA	76.389.448-7	-	-	-
Sagesa S.A. (SAGESA TX)	77.729.726-0	-	-	-
Saesa Generación S.A. (SAGESA)	76.186.388-6	-	-	-
Sociedad Generadora Austral S.A. (SGA)	99.528.750-1	-	-	-
Saesa Innova Soluciones SpA (Innova)	77.227.565-K	-	-	-

OCCUPATIONAL HEALTH AND SAFETY (SASB STANDARD)

Employees and contractors

Incident Rate – TRIR

Company	Tax ID	Incident rate		
		Number of workplace accidents	Total labor hours	Total (x200,000)
Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (Individual)	77.227.557-9	28	1,683,360	3.33
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (FRONTEL)	76.073.164-1	9	475,860	3.78
Sociedad Austral de Electricidad S.A. (SAESA)	76.073.162-5	6	673,680	1.78
Compañía Eléctrica de Osorno S.A. (LUZ OSORNO)	95.531.500-4	-	5,460	-
Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSEN)	88.272.600-2	6	137,760	8.71
Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA)	77.122.643-4		-	-
Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)	77.312.201-6	4	252,420	3.17
Sistema de Transmisión del Centro (STC)	76.440.111-5	-	-	-
Sistema de Transmisión del Norte (STN)	76.410.374-2	-	630	-
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SATT)	76.519.747-3	1	63,000	3.17
Línea de Transmisión Cabo Los Leones S.A. (Cabo Los Leones)	76.429.813-6	-	-	-
Tolchén Transmisión SpA	76.389.448-7	-	-	-
Sagesa S.A. (SAGESA TX)	77.729.726-0	-	29,190	-
Saesa Generación S.A. (SAGESA)	76.186.388-6	2	45,360	8.82
Sociedad Generadora Austral S.A. (SGA)	99.528.750-1	-	-	-
Saesa Innova Soluciones SpA (Innova)	77.227.565-K	-	-	-

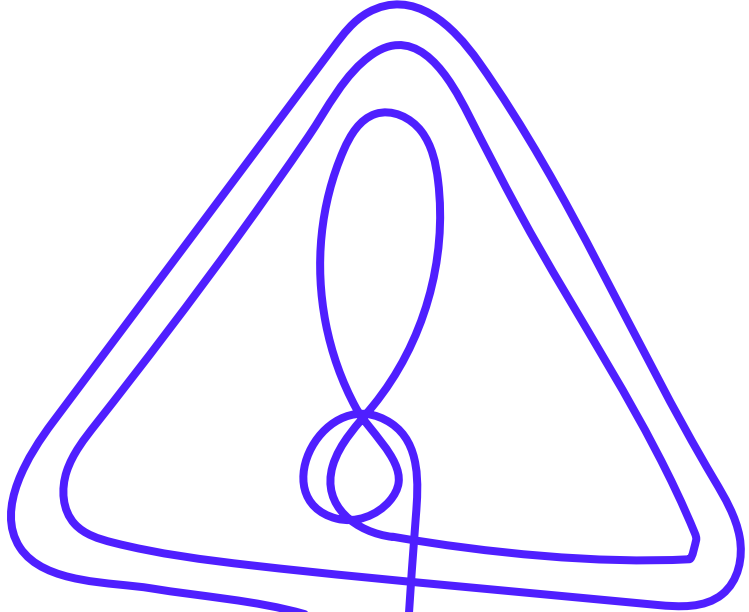
Fatality Rate

Company	Tax ID	Fatality rate		
		Number of fatalities due to workplace accidents	Total labor hours	Total (x200,000)
Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (Individual)	77.227.557-9	1	1,683,360	0.12
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (FRONTEL)	76.073.164-1	1	475,860	0.42
Sociedad Austral de Electricidad S.A. (SAESA)	76.073.162-5	-	673,680	-
Compañía Eléctrica de Osorno S.A. (LUZ OSORNO)	95.531.500-4	-	5,460	-
Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSEN)	88.272.600-2	-	137,760	-
Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA)	77.122.643-4	-	-	-
Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)	77.312.201-6	-	252,420	-
Sistema de Transmisión del Centro (STC)	76.440.111-5	-	-	-
Sistema de Transmisión del Norte (STN)	76.410.374-2	-	630	-
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SATT)	76.519.747-3	-	63,000	-
Línea de Transmisión Cabo Los Leones S.A. (Cabo Los Leones)	76.429.813-6	-	-	-
Tolchén Transmisión SpA	76.389.448-7	-	-	-
Sagesa S.A. (SAGESA TX)	77.729.726-0	-	29,190	-
Saesa Generación S.A. (SAGESA)	76.186.388-6	-	45,360	-
Sociedad Generadora Austral S.A. (SGA)	99.528.750-1	-	-	-
Saesa Innova Soluciones SpA (Innova)	77.227.565-K	-	-	-



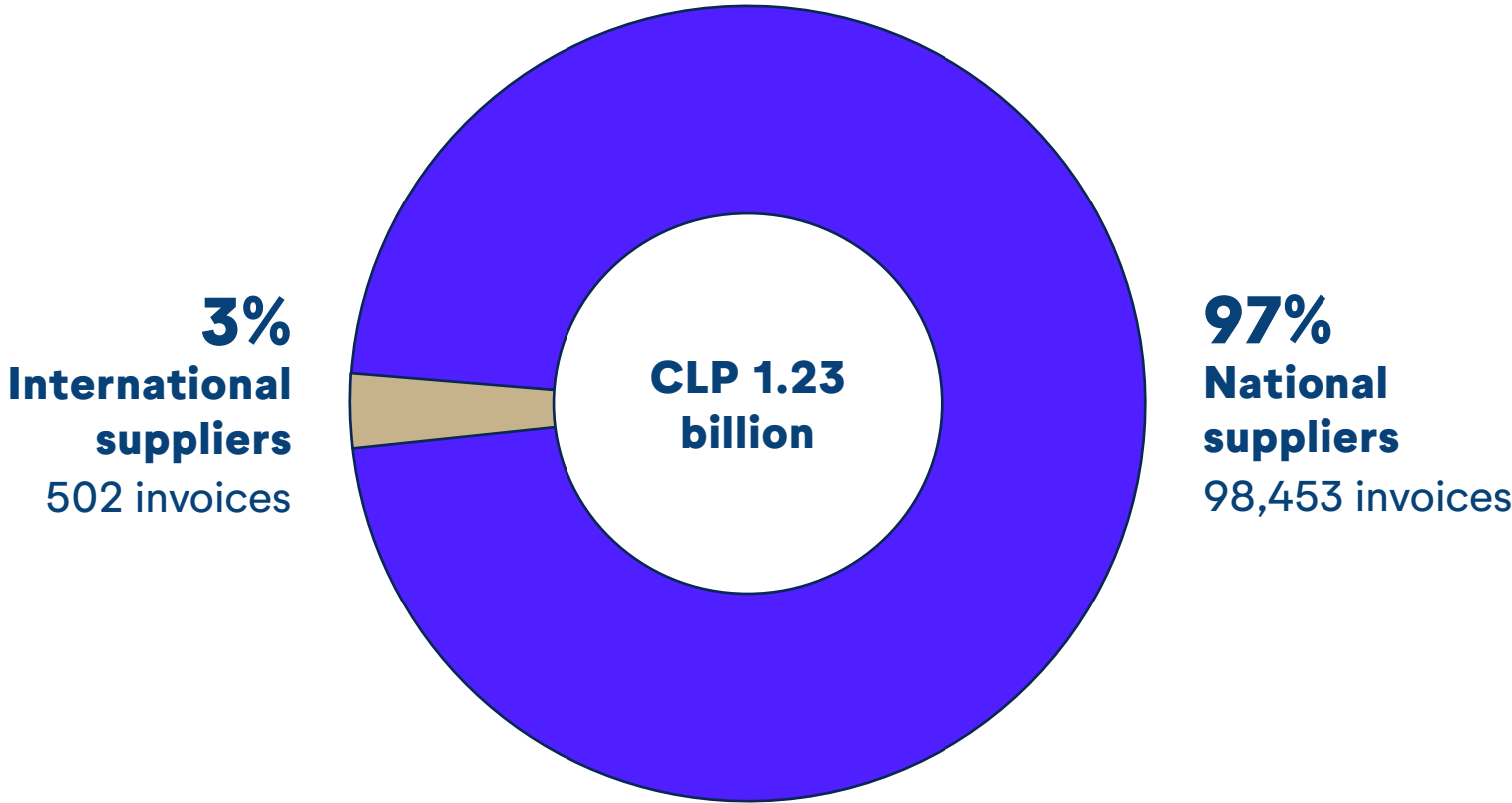
Near miss frequency rate – NMFR

Company	Tax ID	Near miss frequency rate		
		Number of occupational disease cases	Total labor hours	Total (x200,000)
Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (Individual)	77.227.557-9	-	1,683,360	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (FRONTEL)	76.073.164-1	-	475,860	-
Sociedad Austral de Electricidad S.A. (SAESA)	76.073.162-5	-	673,680	-
Compañía Eléctrica de Osorno S.A. (LUZ OSORNO)	95.531.500-4	-	5,460	-
Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSEN)	88.272.600-2	-	137,760	-
Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA)	77.122.643-4	-	-	-
Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)	77.312.201-6	-	252,420	-
Sistema de Transmisión del Centro (STC)	76.440.111-5	-	-	-
Sistema de Transmisión del Norte (STN)	76.410.374-2	-	630	-
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SATT)	76.519.747-3	-	63,000	-
Línea de Transmisión Cabo Los Leones S.A. (Cabo Los Leones)	76.429.813-6	-	-	-
Tolchén Transmisión SpA	76.389.448-7	-	-	-
Sagesa S.A. (SAGESA TX)	77.729.726-0	-	29,190	-
Saesa Generación S.A. (SAGESA)	76.186.388-6	-	45,360	-
Sociedad Generadora Austral S.A. (SGA)	99.528.750-1	-	-	-
Saesa Innova Soluciones SpA (Innova)	77.227.565-K	-	-	-

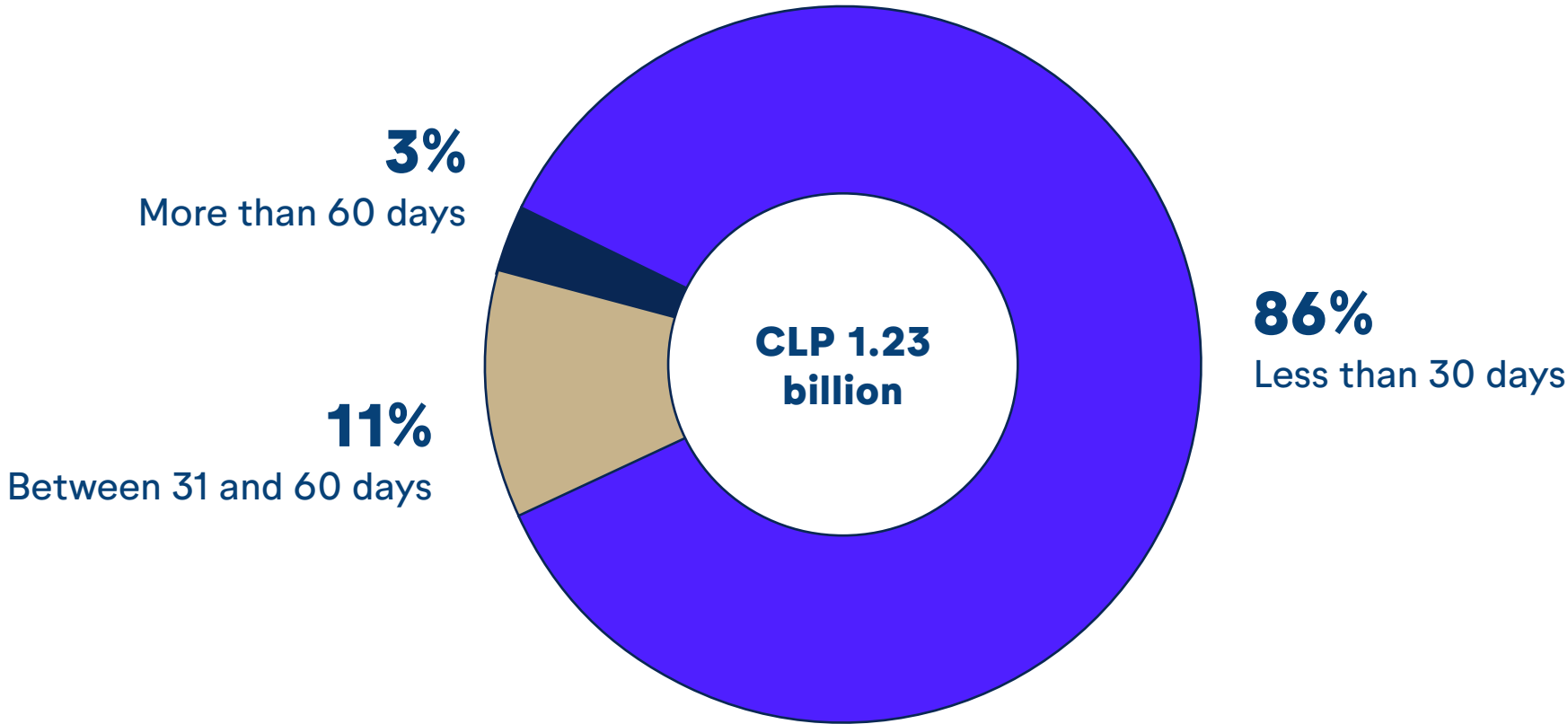


SUPPLIERS

AMOUNT PAID BY COUNTRY OF ORIGIN



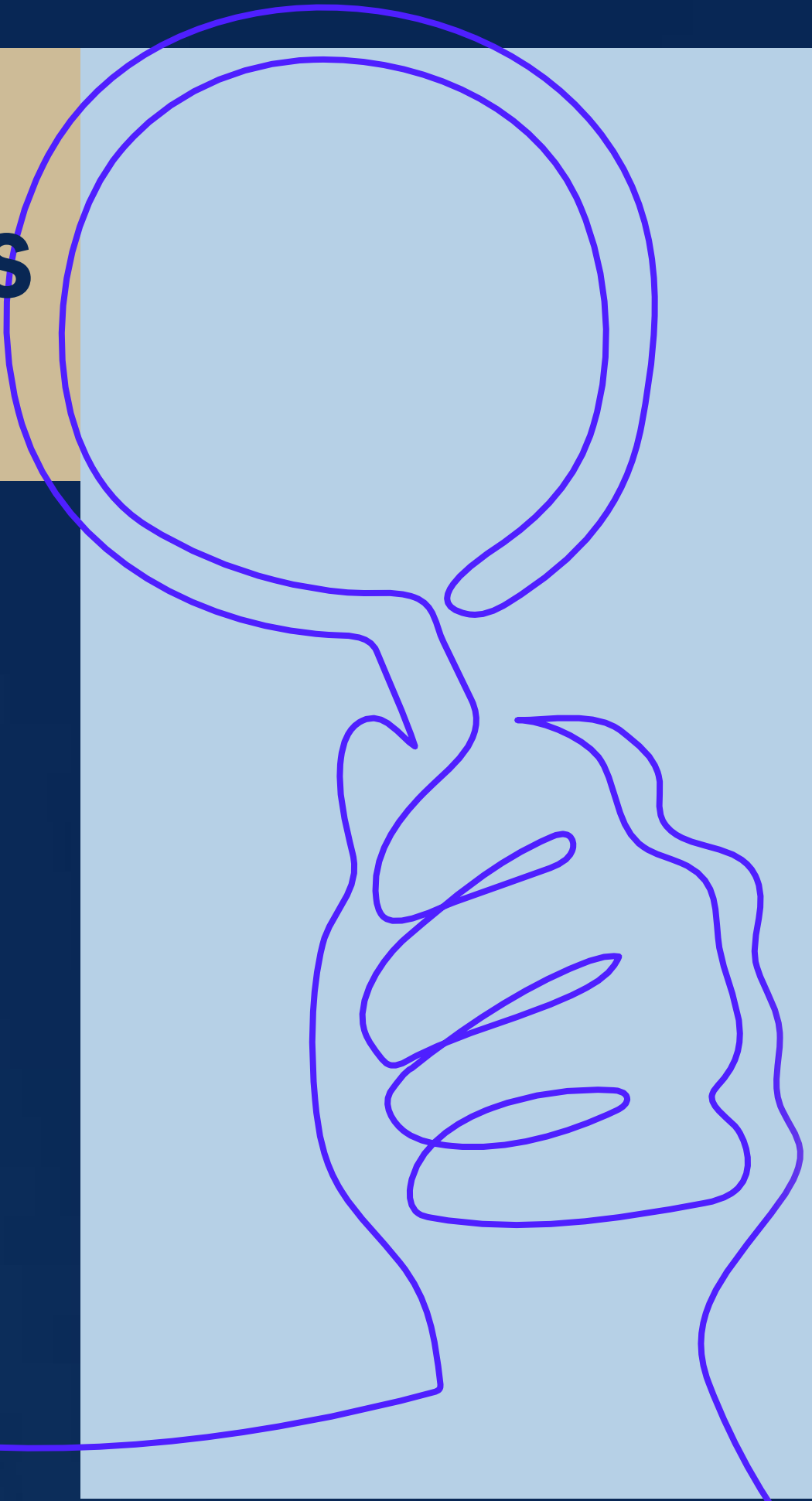
PAYMENT DUE DATE



Payments were made to 9,617 suppliers in 2025 at the EDS level



APPENDICES



8

- 186** Materiality
- 188** Sustainability Indicators
- 192** Statement of Liabilityd
- 193** Financial Information

MATERIALITY

Grupo Saesa believes that stakeholder engagement is essential to creating shared value; by actively seeking open dialogue with its stakeholders, the company is able to align itself with their expectations and respond accordingly.

In 2023, it updated its materiality in accordance with the GRI methodology, which aimed to identify the issues relevant to these groups, identify the main economic, environmental, and social risks and impacts that may affect the achievement of its objectives, and align its sustainability strategy with the expectations of its stakeholders and, consequently, manage them proactively, mitigating any risks. Furthermore, this process is essential for building a shared vision of the most relevant issues, responding proactively to concerns, identifying potential areas of compromise, staying abreast of market trends and expectations, and finding efficient solutions.

Stakeholders	Definición	Temas materiales que afectan a cada grupo de interés
Regulators	This group includes: • Government agencies related to Grupo Saesa. • CMF, SEC, Ministry of Energy, Ministry of Environment, among others. • Other government authorities. • Municipalities.	- Regulatory compliance. - Relationship with the Authority. - Tax compliance. - Data protection and cybersecurity. - Transparency and information quality standards. - Quality of Infrastructure and Safety. - Operational continuity. - Corporate governance practices. - Occupational health and safety. - Regulatory change risk. - Relations with unions.
Civil Society ¹	This group represents the actors of the civil society, organized communities, trade associations, NGOs where the Company operates.	- Relations with the community. - Coverage of social programs. - Integration of local entrepreneurs. - Environmental impact. - Energy accessibility. - Measurement of emissions. - Biodiversity care. - Operational continuity. - Relations with unions.
Customers and End Users	This group includes customers in the distribution, transmission, generation, and other segments.	- Quality of service. - Customer satisfaction. - Close dialogue and liaison with customers and end users. - Transparent and clear information to customers. - Energy accessibility.
Financial Community	This group includes stakeholders in the financial community: analysts, credit rating agencies, lending banks, shareholders, and bondholders.	- Strong governance and risk management. - Ethics and compliance. - Transparency and integrity. - Climate change risk impact management. - Regulatory compliance. - Financial soundness.
Employees	Corresponds to consolidated personnel with fixed-term or indefinite-term contracts.	- Sound governance. - Relations with unions. - Ethics and compliance. - Transparency and integrity. - Inclusion and diversity. - Occupational health and safety. - Work environment, working conditions and development. - Employee well-being. - Work flexibility. - Professional development.
Contractors and Suppliers	This group includes: • Contractors • Suppliers • Commercial partners.	- Supply challenges. - Opportunities for growth and innovation. - Working conditions (wages, health and safety, and other labor issues, etc.). - Relationships with contractors and suppliers. - Relations with unions. - Occupational health and safety.





MATERIAL ISSUES

Economic Dimension and Governance		
Supplier and Contractor Management		
Risk Management		
Continuity and Operational Efficiency		
Infrastructure Quality and Safety		
Innovation, digital transformation, and technology		
Regulatory and Policy Changes		
Customer Service Management		
Energy Accessibility		
Corporate Governance Practices		
Compliance and Regulatory Compliance Management		

Social Dimension		
Relationship with the Authority		
Links with its communities		
Relationship management with trade unions Health and safety of workers and contractors		
Diversity, Equity, and Inclusion (DEI)		
Employee Welfare		
Climate Change and Biodiversity		

Environmental Dimension		
Environmental regulatory compliance		
Emissions Management and Carbon Footprint Measurement		



Pillars of the Sustainability Strategy:



Responsible Operation



In Tune with People and the Environment



Driving the energy transition

Greenhouse Gas Emissions & Energy Resource Planning

SUSTAINABILITY INDICATORS

Code	Metric	Category	Unit of measure	EDS
IF-EU-110a.1	Gross global Scope 1 emissions	Quantitative	Metric tonnes (t) CO ₂ -e, Percentage (%)	As of the date of this report, the company is in the process of preparing its emissions report, which is expected to be published during the current year.
IF-EU-110a.1	Percentage covered under emissions limiting regulations	Quantitative	Metric tonnes (t) CO ₂ -e, Percentage (%)	As of the date of this report, the company is in the process of preparing its emissions report, which is expected to be published during the current year.
IF-EU-110a.1	Percentage covered under emissions reporting regulations	Quantitative	Metric tonnes (t) CO ₂ -e, Percentage (%)	As of the date of this report, the company is in the process of preparing its emissions report, which is expected to be published during the current year.
IF-EU-110a.2	Greenhouse gas (GHG) emissions associated with power deliveries	Quantitative	Metric tonnes (t) CO ₂ -e	As of the date of this report, the company is in the process of preparing its emissions report, which is expected to be published during the current year.
IF-EU-110a.3	Discussion of long- and short-term strategy or plan to manage Scope 1 emissions, emissions reduction targets, and an analysis of performance against those targets	Discussion and Analysis	n/a	The company has established a Scope 1 and Scope 2 emissions management strategy, with a reduction target set for 2032. This strategy is supported by more than ten initiatives and projects aimed at reducing emissions, including network enhancements to minimize losses, the development of renewable generation projects, the integration of battery energy storage systems, and other operational improvements. Collectively, these initiatives are expected to deliver an estimated 61% reduction in Scope 1 and Scope 2 emissions.

Air Quality

Code	Metric	Category	Unit of measure	EDS
IF-EU-120a.1	Air emissions of the following pollutants: (1) NO _x (excluding N ₂ O)	Quantitative	Metric tonnes (t)	3,506
IF-EU-120a.1	Air emissions of the following pollutants Sox	Quantitative	Metric tonnes (t)	227
IF-EU-120a.1	Air emissions of the following pollutants: particulate matter (PM ₁₀)	Quantitative	Metric tonnes (t)	134
IF-EU-120a.1	Air emissions of the following pollutants: lead (Pb)	Quantitative	Metric tonnes (t)	N.A.
IF-EU-120a.1	Air emissions of the following pollutants: (5) mercury (Hg)	Quantitative	Metric tonnes (t)	N.A.
IF-EU-120a.1	Percentage of each in or near areas of dense population	Quantitative	Percentage (%)	-





Water Management

Code	Metric	Category	Unit of measure	EDS
IF-EU-140a.1	Total water withdrawn	Quantitative	Thousand cubic metres (m³)	761,528,523
IF-EU-140a.1	total water consumed	Quantitative	Thousand cubic metres (m³)	64,260
IF-EU-140a.1	percentage of each in regions with High or Extremely High Baseline Water Stress	Quantitative	Percentage (%)	0.0002%
IF-EU-140a.2	Quantitative	Quantitative	Number	0
IF-EU-140a.3	Description of water management risks and discussion of strategies and practices to mitigate those risks	Discussion and Analysis	n/a	No material risks requiring mitigation have been identified. Approximately 99.9% of total water withdrawal is associated with hydroelectric generation in the Aysén region, where water is returned to the same source from which it was extracted. Water consumption is limited to office and sanitary use.

Coal Ash Management

Code	Metric	Category	Unit of measure	EDS
IF-EU-150a.1	Amount of coal combustion products (CCPs) generated,	Quantitative	Metric tonnes (t)	The company does not have any installed capacity based on coal-fired generation.
IF-EU-150a.1	Percentage recycled	Quantitative	Percentage (%)	The company does not have any installed capacity based on coal-fired generation.
IF-EU-150a.3	Description of coal combustion products (CCPs) management policies and procedures for active and inactive operations	Discussions and Analysis		The company does not have any installed capacity based on coal-fired generation.

Energy Affordability

Code	Metric	Category	Unit of measure	EDS
IF-EU-240a.1	Average retail electric rate for (1) residential, (2) commercial, and (3) industrial customers	Quantitative	Rate	- Residential CLP\$242.4 / KWh - Commercial CLP\$180.4 / KWh - Industrial CLP\$114.4 / KWh
IF-EU-240a.3	Number of residential customer electric disconnections for non-payment	Quantitative	Number	207,579
IF-EU-240a.3	Percentage reconnected within 30 days	Quantitative	Percentage (%)	80,5%
IF-EU-240a.4	Discussion of impact of external factors on customer affordability of electricity, including the economic conditions of the service territory	Discussion and Analysis	n/a	The commitment of Grupo Saesa's companies to supporting the development and well-being of the communities in which they operate is ongoing. This is reflected in their participation in Rural Electrification programs, where a collaborative effort between the Government of Chile, Grupo Saesa, and beneficiary communities enables the extension of electricity access to remote areas across various localities and municipalities throughout the country.



Workforce Health
& Safety

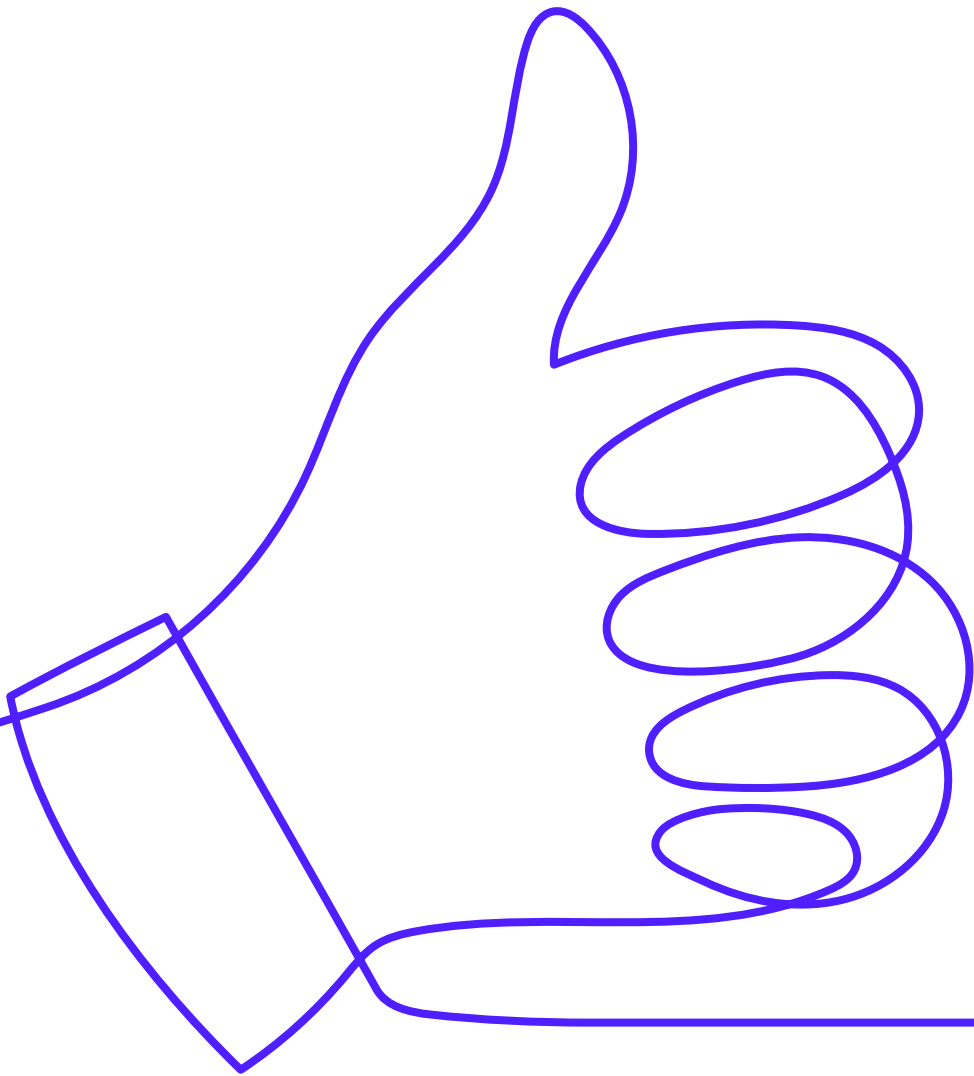
Code	Metric	Category	Unit of measure	EDS
IF-EU-320a.1	(1) Total recordable incident rate (TRIR),	Quantitative	Rate	3.33
IF-EU-320a.1	(2) fatality rate	Quantitative	Rate	0.12
IF-EU-320a.1	(3) near miss frequency rate (NMFR) for direct employees and contract employees	Quantitative	Rate	0

End-Use Efficiency
& Demand

Code	Metric	Category	Unit of measure	EDS
IF-EU-420a.2	Percentage of electric load served by smart grid technology	Quantitative	Percentage (%) by megawatt hours (MWh)	N.A.
IF-EU-420a.3	Customer electricity savings from efficiency measures, by market	Quantitative	"Megawatt hours (MWh)"	N.A.

Nuclear Safety
& Emergency
Management

Code	Metric	Category	Unit of measure	EDS
IF-EU-540a.1	Total number of nuclear power units, broken down by results of most recent independent safety review	Discussion and Analysis	Number	N.A.
IF-EU-540a.2	Description of efforts to manage nuclear safety and emergency preparedness	Quantitative	Number	N.A.





Grid Resiliency

Code	Metric	Category	Unit of measure	EDS
IF-EU-550a.1	Number of incidents of non-compliance with physical or cybersecurity standards or regulations	Quantitative	Number	0
IF-EU-550a.2	(1) System Average Interruption Duration Index (SAIDI), (2) System Average Interruption Frequency Index (SAIFI), and (3) Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI), inclusive of major event days	Quantitative	Minutes, Number	SAIDI: 13.9 hours SAIFI: 4.0 times

Activity Metrics

Code	Metric	Category	Unit of measure	EDS
IF-EU-000.A	Number of: (1) residential, (2) commercial, and (3) industrial customers served	Quantitative	Number	- Residential: 986,801 - Commercial: 52,853 - Industrial: 4,790
IF-EU-000.B	Total electricity delivered to: (1) residential, (2) commercial, (3) industrial, (4) all other retail customers, and (5) wholesale customers	Quantitative	Megawatt hours (MWh)	- Residencial: 1,626,731 - Comerciales: 1,283,425 - Industriales: 982,212
IF-EU-000.C	Length of transmission and distribution lines	Quantitative	Kilometres (km)	- Distribution: 67,254 - Transmission: 2,363
IF-EU-000.D	Total electricity generated, percentage by major energy source, percentage in regulated markets	Quantitative	Megawatt hours (MWh), Percentage (%)	Total: 296.2 GWh Thermal: 46.3% Hydro: 42.4% Solar: 10.0% Wind: 1.3% 100% of energy market operates under regulation
IF-EU-000.E	Total wholesale electricity purchased	Quantitative	Megawatt hours (MWh)	3,671,397 MWh

STATEMENT OF LIABILITY

Iván Díaz Molina
Chair
14.655.033-9

Jorge Adolfo Lesser
García Huidobro
Vice-Chair
6.443.633 -3

Juan Ignacio Parot Becker
Director
7.011.905-6

Luz Elena Granier Bulnes
Director
7.040.317-K

Jonathan David Reay
Director
Foreign

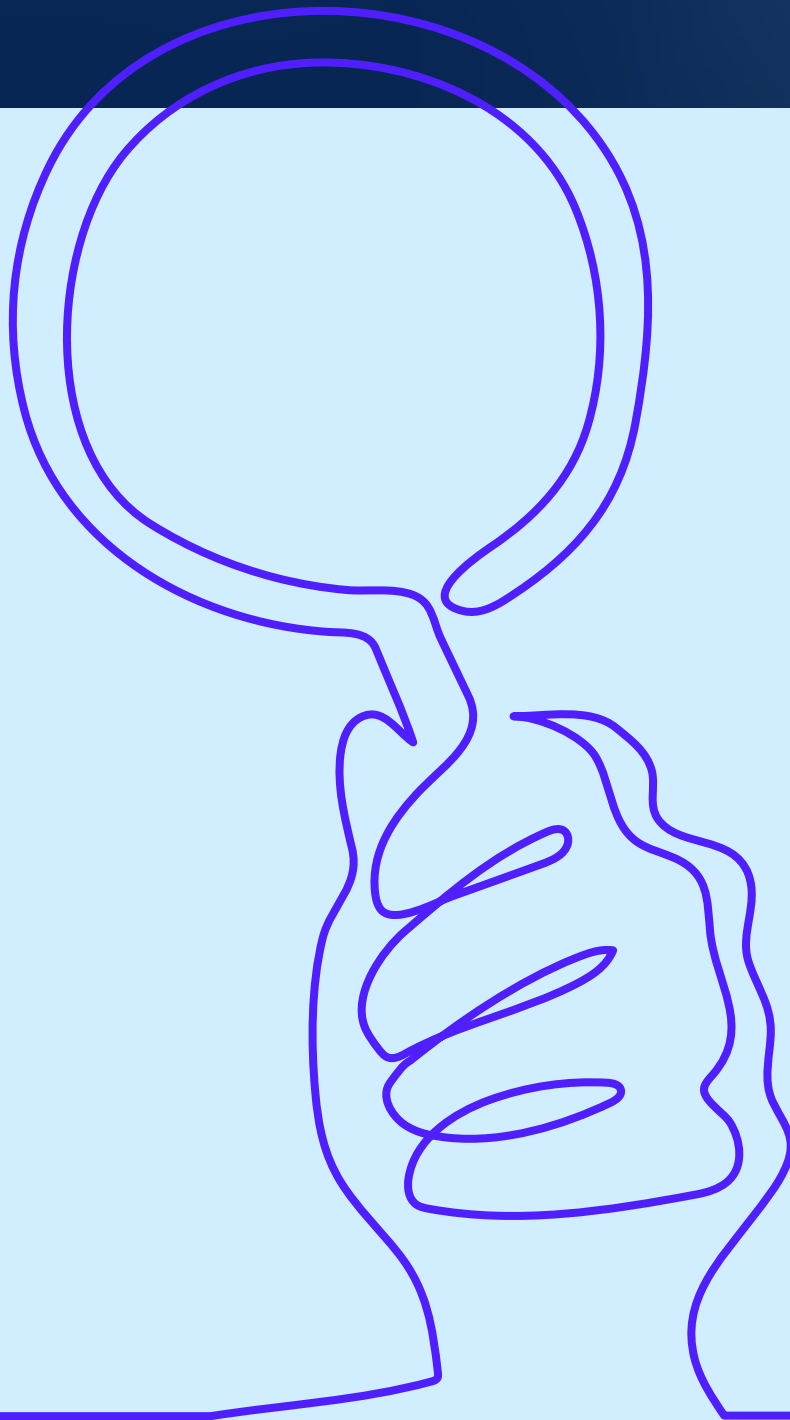
Igor Romitelli
Director
Foreign

Daniel Rossetti
Director
Foreign

Shama Naqushbandi
Director
Foreign

Francisco Alliende Arriagada
Chief Executive Officer
6.379.874-6





**FINANCIAL
INFORMATION**

ANÁLISIS RAZONADO
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS – INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A.
AL 31 DE DICIEMBRE 2025

(Cifras expresadas en millones de Pesos Chilenos)

I. RESUMEN DEL PERIODO

- El EBITDA de la compañía al 31 de diciembre de 2025 alcanzó los MM\$252.550, lo que implica incremento de 14,6% con respecto al cierre de diciembre de 2024.
- Los ingresos acumulados al 31 de diciembre de 2025 ascendieron a MM\$1.119.810, cifra superior en MM\$74.495 respecto al mismo período del año anterior, lo que equivale a un aumento del 7,1%. Este crecimiento se explica principalmente por mayores ingresos en los negocios de Distribución MM\$76.908, Transmisión MM\$8.800 y Otros ingresos en MM\$2.739, los que fueron parcialmente compensado por una disminución en los ingresos de Generación y Comercialización en MM\$3.407.
- En cuanto a las ventas físicas del segmento de distribución, estas totalizaron 4.444 GWh al 31 de diciembre de 2025, lo que representa una disminución del 0,1% respecto al mismo período de 2024.
- El número de clientes del segmento de distribución alcanzó 1.087.371, lo que representa un incremento en 3,1% al 31 de diciembre de 2025. El mayor crecimiento se produjo en el sector residencial con 29.484 clientes adicionales respecto de diciembre 2024.
- Las inversiones en CAPEX al 31 de diciembre de 2025 alcanzaron MM\$277.697, aumentando un 16,3% respecto del mismo período de 2024. Esta variación se explica por nuevos proyectos de crecimiento y refuerzos del sistema, junto con la renovación de activos y la mitigación de riesgos.

Resumen Financiero:

La deuda financiera bruta de la compañía aumentó en MM\$48.970 con respecto a diciembre 2024, totalizando MM\$1.584.719. Esta variación se explica principalmente por el bono de la sociedad Frontel por 2.000.000 UF.

La liquidez disponible de Eléctricas del Sur se descompone de los siguientes factores:

- Caja y equivalentes al efectivo: MM\$ 58.210.
- Líneas de Crédito comprometidas disponibles: MM\$35.000.

II. INFORMACIÓN GENERAL

Eléctricas del Sur S.A., a través de sus filiales Saesa, Frontel, Edelayen y Luz Osorno, distribuye energía eléctrica en la zona sur del país, para sus clientes regulados y libres, en el área comprendida entre las provincias de Concepción (Región del Bío Bío) y Villa O'Higgins (Región de Aysén).

A través de su filial STS, participa en los negocios de transmisión Zonal, Nacional y Dedicada, que permiten principalmente transportar energía desde las generadoras con contrato de suministro a empresas distribuidoras de las regiones del Bío-Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos. Adicionalmente, pero en menor medida, presta servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.

También, desarrolla el negocio de generación con sus filiales Sagesa Generación S.A (en adelante "Sagesa Gx") y SGA. La primera opera desde la Región del Bío-Bío a la Región de Los Lagos, con una central gas-diésel de 45 MW y grupos generadores diésel con una potencia instalada de 110 MW, aproximadamente. Parte importante de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del SIC, manejado por el Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante, Coordinador), a través de SGA, y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado. La otra parte se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel) para el suministro de sistemas medianos y aislados. Estos negocios son comparativamente de importancia menor respecto de los mencionados en los párrafos anteriores. La filial SGA también comercializa energía a través de contratos de suministro con generadoras con lo que abastece a sus clientes.

La filial Edelayen, además de distribuir energía, la genera y transmite (verticalmente integrada en su calidad de sistema no conectado al Sistema Eléctrico Nacional, SEN) para sus clientes regulados en la zona (Región de Aysén).

En los últimos tres años, la Sociedad también ha participado en licitaciones para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de Transmisión Dedicada y Nacional. Esto a través de sus filiales STN, STC, Cabo Leones (Transmisión Dedicada), Tolchén (Transmisión Dedicada) y SATT (Transmisión Nacional y Dedicada).

En la línea de distribución existe una alta atomización de los clientes y representa aproximadamente más del 72% de los ingresos brutos, según se muestra en la Nota N°23 de los Estados Financieros (el número de clientes y las ventas de energía de esta línea se detallan a continuación):

Cantidad de clientes:

Tipo Cliente	dic-25	dic-24	Diferencia	Variación %
Residencial	986.801	957.317	29.484	3,1%
Comercial	52.853	52.030	823	1,6%
Industrial	4.788	4.736	52	1,1%
Otros	42.929	40.552	2.377	5,9%
Total	1.087.371	1.054.635	32.736	3,1%

Ventas de Energía facturadas (12 meses, MWh):

Tipo Cliente	dic-25	dic-24	Diferencia	Variación %
Residencial	1.626.731	1.653.359	(26.628)	(1,6%)
Comercial	1.283.425	1.271.744	11.681	0,9%
Industrial	982.210	969.783	12.428	1,3%
Otros	552.229	556.309	(4.081)	(0,7%)
Total	4.444.596	4.451.195	(6.599)	-0,1%

III. ANÁLISIS DEL ESTADO DE GANANCIA (PÉRDIDA)

Hasta el 31 de diciembre de 2025, la compañía tuvo un resultado de MM\$82.138, evidenciando un mejor resultado, de MM\$42.295, en comparación con el ejercicio financiero anterior.

A continuación, se proporciona una visión más detallada mediante la presentación de información comparativa de varios elementos del Estado de Ganancias (Pérdidas), expresados en términos acumulados hasta el 31 de diciembre de 2025 y 2024.

Estado de Ganancia (Pérdida)	dic-25 MM\$	dic-24 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Ingresos de explotación	1.119.810	1.045.315	74.495	7,1%
Materias primas y consumibles utilizados	(593.478)	(565.720)	(27.758)	4,9%
Margen de contribución	526.332	479.595	46.737	9,7%
Gasto por beneficio a los empleados	(103.428)	(100.592)	(2.836)	2,8%
Otros gastos por naturaleza	(158.638)	(149.273)	(9.365)	6,3%
Ganancias (Pérdidas) por deterioro determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros	(11.716)	(9.335)	(2.381)	25,5%
Resultado bruto de explotación (EBITDA)	252.550	220.395	32.155	14,6%
Gasto por depreciación y amortización	(73.792)	(62.872)	(10.920)	17,4%
Resultado de explotación	178.758	157.523	21.235	13,5%
Resultado financiero	(75.350)	(105.877)	30.527	(28,8%)
Otras ganancias (pérdidas)	290	(662)	952	(143,8%)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	103.698	50.984	52.714	103,4%
Gasto por impuestos a las ganancias	(21.560)	(11.140)	(10.420)	93,5%
Ganancia procedente de operaciones continuadas	82.138	39.844	42.294	106,1%
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas	0	0	0	0%
Ganancia (pérdida)	82.138	39.844	42.294	106%
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	81.473	38.853	42.620	110%
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	661	990	(329)	(33%)

EBITDA

Al cierre de diciembre 2025, el EBITDA experimentó un incremento de MM\$32.155, en comparación con el mismo periodo del año anterior. Este resultado se debe al aumento del margen de contribución en MM\$46.737, por su parte, los gastos aumentan en una proporción similar, principalmente en otros gastos por naturaleza en MM\$9.365 y gasto por beneficio a los empleados en MM\$2.836.

Margen de contribución:

Al cierre de diciembre 2025, el Margen de Contribución experimentó un aumento de MM\$46.737 con respecto al cierre de diciembre 2024, alcanzando los MM\$526.332. Este análisis desglosa los principales impulsores de este incremento:

- El margen de Distribución totalizó MM\$261.556, lo que equivale a un aumento de MM\$25.266 sobre el mismo período del año anterior. Explicado principalmente por el ajuste favorable del IPC en MM\$5.889, incremento por el tipo de cambio con el dólar por MM\$4.076, en la indexación del CPI en MM\$3.413, incremento de CNR por MM\$6.257, aumento en valor nudo por MM\$1.323, aumento en VAD por MM\$7.257 y otros efectos positivos por MM\$1.353. Esto es compensado por una baja en la venta de energía por MM\$3.621 y los descuentos tarifarios por MM\$803.
- El margen de transmisión alcanzó los MM\$122.325, lo que representa un aumento de MM\$9.059 en comparación con el mismo período del año anterior. Esto se debe, principalmente, a las nuevas instalaciones del período en MM\$8.531, de los efectos macros en MM\$2.481 y del efecto positivo del interperíodo por MM\$893. Esto fue compensado por la variación negativa del ajuste por cambio de calificación del periodo 2024-2027 (RE-460) en MM\$2.846.
- El margen de Generación fue de MM\$30.745, levemente inferior en MM\$28 respecto del período anterior, explicado principalmente por la sociedad SAESA, donde el margen aumentó desde MM\$6.602 en 2024 a MM\$7.114 en 2025, generando un incremento positivo de MM\$512. Este resultado obedece principalmente a un mayor volumen de energía vendida, creciendo en 2.657 MWh respecto a 2024. Un incremento moderado en el uso de combustible, asociado al mayor nivel de actividad. Un aumento en el precio promedio del combustible, lo que presionó costos, pero no impidió que el margen mejorara dada la mayor producción. Esto fue compensado por la sociedad Edelayen, donde el margen paso de MM\$18.314 en el 2024 a MM\$17.774 para el 2025, quedando una variación negativa de MM\$540. Esto se debe a una caída de los ingresos, que, si bien fueron compensado por la baja del precio promedio del combustible, no impidió la caída del margen.
- El margen de Comercialización alcanzó los MM\$3.346, menor al periodo anterior en MM\$97.
- El margen de Otros ingresos alcanzó los MM\$94.609, obteniendo una variación positiva de MM\$3.728, mejores márgenes en proyectos mineros en MM\$3.331, principalmente por el reconocimiento en el proyecto Trolley de Collahuasi, del proyecto Loop Mina Zaldivar y del costo de leasing de la flota de camionetas de minería, y una mejora en la eficiencia energética por MM\$1.587. Esto levemente compensado por menores márgenes en arriendo de postes en MM\$1.165.

Gastos por beneficio a los empleados:

- En el ejercicio fiscal, los gastos por beneficio a los empleados alcanzaron MM\$103.428, lo que representa un aumento de MM\$2.836 respecto al año anterior. Este incremento se explica, en parte, por el crecimiento en sueldos y salarios, principalmente asociado al impacto del ajuste por IPC y a procesos de negociación colectiva en MM\$5.132. Esto es compensado por la variación negativa de la activación del costo de personal en MM\$2.893.

Otros gastos por naturaleza:

- Los otros gastos por naturaleza registraron un aumento total de MM\$9.365. Este incremento se debe principalmente a mayores egresos por construcción de obras a terceros en MM\$8.575, un aumento en la mantención de medidores, ciclo comercial de MM\$3.133, un aumento de las provisiones de MM\$1.504 y mayores gastos de administración y otros servicios prestados en MM\$1.828. Esto es compensado por la disminución de gastos en operación y mantención de sistema eléctrico en MM\$3.095 y de otros gastos por naturaleza de MM\$2.868.

Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor determinado de acuerdo con la NIIF 9

- Aumento de MM\$2.381, respecto del valor de cierre del periodo anterior, debido a un aumento en deterioro de las deudas de clientes.

RESULTADO NO OPERACIONAL**Gasto por depreciación y amortización**

- El aumento de MM\$10.920 en el gasto por depreciación y amortización en comparación al período anterior se explica principalmente por el aumento de propiedades, planta y equipo en MM\$5.969, la amortización de intangibles por MM\$1.746 y la amortización de activos por derecho de uso en MM\$3.205.

Resultado Financiero:

- El resultado financiero presentó una variación positiva de MM\$30.527 en comparación con el mismo período de 2024, impulsada principalmente por un aumento en las ganancias de cambio en moneda extranjera por MM\$32.597. Este efecto fue parcialmente compensado por mayores costos financieros por MM\$14.661, una disminución en gastos por unidades de reajuste de MM\$5.676 y un aumento en ingresos financieros de MM\$6.705.

Impuestos a las Ganancias:

- El gasto por impuesto a las ganancias presentó un aumento de MM\$10.420 en comparación con el cierre del período anterior. Esta variación se explica principalmente por el mayor resultado obtenido por la sociedad matriz y sus filiales durante el período.

Resultado del periodo:

- Al cierre de diciembre 2025, la cuenta cerró con un valor de MM\$82.138 lo que implica un aumento de MM\$42.294 respecto al cierre del mismo período del año anterior.

IV. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Estado de Situación Financiera	dic-25 MM\$	dic-24 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Activos corrientes	487.665	487.751	(86)	(0,0%)
Activos no corrientes	2.494.297	2.402.676	91.621	3,8%
Total activos	2.981.962	2.890.428	91.534	3,2%
Pasivos corrientes	704.784	634.774	70.010	11,0%
Pasivos no corrientes	1.505.771	1.536.779	(31.008)	(2,0%)
Patrimonio	771.407	718.874	52.533	7,3%
Total pasivos y patrimonio	2.981.962	2.890.428	91.534	3,2%

A continuación, una descripción de las principales variaciones del Estado de Situación Financiera Consolidado.

ACTIVOS

Al 31 de diciembre de 2025, el total de Activos tuvo un cierre de MM\$2.981.962, lo que implica una variación positiva de MM\$91.534, equivalente a un 3,2% respecto al cierre de diciembre 2024. Lo anterior, es explicado principalmente por un aumento en los activos no corrientes por MM\$91.621, equivalente a un 3,8% y una disminución en los Activos corrientes de MM\$86.

Activos Corrientes:

- Efectivo y Equivalentes al Efectivo:

Al cierre de diciembre de 2025, el saldo de efectivo y equivalentes al efectivo fue de MM\$58.210, lo que implica una disminución de MM\$12.633 respecto al saldo inicial del periodo de MM\$70.843. Durante el periodo, los principales flujos corresponden a menores ingresos financieros MM\$79.406, compensando por un aumento de los ingresos operacionales MM\$42.738 y menores desembolsos por actividades de inversión MM\$9.446.

- Otros activos no financieros corrientes

El saldo de MM\$7.516 representa una disminución de MM\$515 respecto al cierre de diciembre 2024. Lo anterior es explicado principalmente por una disminución en las remesas de importación de sus filiales MM\$572, parcialmente compensado por otros activos no financieros MM\$57.

- Deudores comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes

Al cierre de diciembre 2025, el rubro tuvo un valor de MM\$321.961, lo que representa una disminución por MM\$2.486 en comparación con diciembre 2024. Esta variación se explica principalmente por menores provisiones por concepto de equidad tarifaria residencial (ETR) por MM\$39.633, así como también una disminución en el deterioro de deudas incobrables relacionado al valor agregado de distribución (VAD) y Energía por MM\$6.210, estos efectos fueron compensados parcialmente por un aumento en los clientes comerciales por concepto de energía por MM\$26.671, un incremento otras cuentas por cobrar por MM\$11.670 y aumento en cuenta corriente empleados por MM\$5.016

- Cuenta por cobrar a entidades relacionadas, corrientes:

Al cierre de diciembre 2025, el rubro tuvo un valor de MM\$27.946, lo cual representa un aumento por MM\$22.173 con respecto al cierre de diciembre 2024. Lo anterior, es explicado por un incremento de las cuentas por cobrar de las filial STM por mayores cobros de servicios corporativos.

- Inventarios corrientes:

El rubro de inventarios corriente presenta un saldo al cierre de 2025 de MM\$57.596, el cual presenta una disminución de MM\$6.291 respecto al cierre 2024. Esta variación se explica principalmente por la disminución de los inventarios corrientes en almacén de sus filiales por MM\$5.954 que responde a una menor necesidad de stock para proyectos FNDR de sus filiales y a regularizaciones de inventario propias de la operación.

- Activos por impuestos corrientes, corrientes:

El rubro de activos por impuestos corrientes presenta una disminución de MM\$625 a nivel consolidado en comparación con el cierre de diciembre de 2024. Esta variación se explica principalmente por una disminución de MM\$1.052 en la sociedad matriz Eléctricas, asociada a la recuperación de los pagos provisionales mensuales (PPM). Adicionalmente, las sociedades filiales que presentan las variaciones más significativas en este rubro son STS, con una disminución de MM\$4.972, efecto que fue parcialmente compensado por Frontel, que registró un aumento de MM\$6.441.

Activos no Corrientes:

- Otros activos financieros no corrientes

El saldo representa una disminución de MM\$1.946 respecto al cierre de diciembre 2024 explicado principalmente por una disminución de remanente de créditos fiscales en la filial Edelayen por MM\$2.147, compensado parcialmente por un aumento de MM\$201 en Sagesa Tx.

- Cuentas por cobrar no corrientes:

Al cierre de diciembre de 2025, el rubro presenta un saldo de MM\$163.286, lo que representa una disminución de MM\$90.616 respecto al cierre de diciembre de 2024. Esta variación se explica principalmente por una reducción de MM\$81.818 en las provisiones por diferencias a reliquidar, asociadas a nuevos decretos del Precio Nudo Promedio (PNP). Estas provisiones se originan por la diferencia entre los precios pagados a los generadores y los montos recaudados a los clientes, lo que ha generado saldos por cobrar al sistema.

La regularización de los montos involucra los PNP de enero 2022, julio 2022 y enero 2024 (que comprendían los saldos desde septiembre 2021 hasta octubre 2023). Este reconocimiento se efectuó debido al descongelamiento de los montos establecidos en el decreto PNP 16T (correspondiente al periodo julio 2022 - 2023) A partir del decreto 5T de enero 2024, se habilita la recaudación bajo el concepto de CEDR (Cargo excedente de recaudación), permitiendo así traspasar a este cargo los excesos o déficits del sistema.

A lo anterior se le adiciona que, en junio 2025, se realizó la venta de cartera hacia un tercero, relacionada principalmente con los sistemas medianos de las filiales Saesa y Edelayen, así como a las cuentas por cobrar relacionadas con mecanismos de estabilización de tarifas a clientes regulados (PEC 2 y PEC 3) establecidos por las leyes N° 21.185, 21.472 y 21.667.

Finalmente, a nivel consolidado se registraron otros efectos compensatorios en otras cuentas por cobrar no corrientes relacionadas con disminuciones en las cuentas de personal de sus filiales por MM\$6.268 y otros efectos por convenios de pagos por MM\$2.190.

- Propiedades, Planta y Equipo

El rubro presenta un aumento por MM\$159.836 con respecto al cierre de diciembre 2024, principalmente por la construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones destinadas a satisfacer las necesidades de crecimiento de energía y clientes en las filiales Edelayen, Saesa, STS y SATT.

- Activos por derecho de uso.

Al cierre de diciembre 2025 la cuenta cerró con un valor de MM\$ 19.409, lo cual representa un aumento de MM\$16.640 respecto al cierre de diciembre 2024, esto se explica principalmente por mayores reconocimientos de arrendamientos por MM\$21.042, parcialmente compensado con la amortización del periodo equivalente a MM\$4.402.

- Activos por Impuestos Diferidos

Al cierre de diciembre de 2025, los activos por impuestos diferidos alcanzaron un saldo de MM\$33.664, lo que representa un aumento de MM\$8.355 en comparación con diciembre de 2024. Esta variación se explica principalmente por un incremento de MM\$4.926 en el impuesto diferido asociado a la pérdida tributaria de la sociedad matriz, así como por un aumento en las pérdidas tributarias reconocidas en sus filiales, efecto que fue parcialmente compensado por una disminución en los impuestos diferidos asociados a activos fijos y goodwill. Las filiales que registraron los efectos más significativos en el incremento de su pérdida tributaria a nivel consolidado fueron Saesa, con MM\$2.284, y STA, con MM\$1.536, como resultado del aumento en la pérdida del ejercicio.

PASIVOS

Al 31 de diciembre de 2025, el monto total de los Pasivos tuvo un cierre de MM\$2.210.555, lo cual representa una variación positiva de MM\$39.022 equivalente a 1,8% respecto al cierre 2024. Lo anterior, explicado principalmente por un aumento en los Pasivos Corrientes de MM\$70.010, equivalente a un 11% y a una disminución en los Pasivos no Corrientes por MM\$31.008, equivalente a un 2%.

Pasivos Corrientes:

- Otros pasivos financieros corrientes:

El saldo de MM\$355.002 representa un aumento de MM\$48.970 respecto al cierre de diciembre 2024, explicado principalmente por la contratación de nuevos créditos con bancos, (Scotiabank MM\$110.000, BCI MM\$87.000, ITAU MM\$40.000 y Estado MM\$25.000); lo anterior compensado por la liquidación de créditos bancarios previamente contratados con estas instituciones bancarias por MM\$215.000, además de un aumento de las obligaciones garantizadas en MM\$1.541.

- Pasivos por arrendamientos corrientes

El rubro revela un saldo de MM\$6.413, lo cual representa un aumento de MM\$4.688 respecto al cierre de diciembre 2024. Lo anterior se explica principalmente por mayores arrendamientos de flota de vehículos destacando las filiales Saesa por MM\$1.273, Frontel MM\$1.189, STN MM\$989 e Innova MM\$204.

- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar

Se observa una disminución de MM\$8.196 respecto del período anterior, explicada principalmente por un menor registro de compras de energía y peajes por MM\$21.733, producto de cambios de criterio asociados a la publicación de nuevos decretos que se encuentran pendientes de reliquidación. Lo anterior fue parcialmente compensado por un aumento en proveedores de bienes y servicios por MM\$9.567 y otras cuentas por pagar corrientes por MM\$3.970.

- Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes

Al cierre de diciembre de 2025 el rubro registró un aumento de MM\$12.807 respecto al cierre de diciembre 2024, asociado principalmente a una mayor provisión de dividendo por pagar a la matriz Grupo Saesa por MM\$12.799.

- Pasivos por Impuestos corrientes

Al cierre de diciembre de 2025, los pasivos por impuestos corrientes presentan un saldo de MM\$9.380, lo que representa un aumento de MM\$7.246 en comparación con el cierre de diciembre de 2024. Esta variación se explica principalmente por un mayor impuesto a la renta del ejercicio en las sociedades filiales STS y STN, derivado del aumento en el resultado del ejercicio 2025.

- Provisiones corrientes por beneficios a los empleados

El rubro cerró con un valor de MM\$21.316, lo que representa un aumento de MM\$2.258 en comparación al cierre de diciembre 2024. Lo anterior se explica principalmente por un aumento en provisión por beneficios anuales de MM\$1.937, además de MM\$322 en los costos asociados a vacaciones del personal.

Pasivos No Corrientes:

- Otros Pasivos Financieros No Corrientes

El aumento por MM\$58.583, esto se explica principalmente por la emisión de nuevo bono serie M de 2.000.000 UF en la filial Frontel por MM\$79.797, compensado con la actualización por unidad de reajuste UF de las obligaciones en bonos de la Sociedad y sus filiales STS, Saesa y Frontel por un monto de MM\$21.214

- Pasivos por arrendamientos no corrientes

Al cierre de diciembre 2025 la cuenta cerró con un valor de MM\$ 14.473, lo cual representa un aumento de MM\$12.111 respecto al cierre de diciembre 2024, explicado principalmente por reconocimientos de nuevos contratos de arrendamientos en filiales, compensado parcialmente con los reajustes de U.F. del período.

- Cuentas por pagar no corrientes

El saldo de MM\$21.039 refleja una disminución de MM\$100.850 respecto al cierre de diciembre de 2024, lo que se relaciona principalmente con las cuentas por pagar acumuladas asociadas a las leyes N° 21.185, 21.472 y 21.667, correspondientes al Fondo de Estabilización de Tarifas (PEC 1, PEC 2 y MEC).

Asimismo, se incorpora la regularización de los montos vinculados a los PNP de enero 2022, julio 2022 y enero 2024, los cuales incluían los saldos comprendidos entre septiembre de 2021 y octubre de 2023. Esta regularización se efectuó tras el descongelamiento de los montos establecidos en el decreto PNP 16T (períodos julio 2022 y 2023).

A partir del decreto 5T de enero de 2024, se habilita la recaudación bajo el concepto CEDR, permitiendo que cualquier exceso o déficit del sistema sea traspasado directamente a este cargo.

- Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes

Al cierre de diciembre de 2025 el rubro presenta una disminución de MM\$12.697 respecto al cierre de diciembre 2024, explicado principalmente por amortizaciones de capital de préstamos con la matriz Grupo Saesa.

- Pasivos por impuestos diferidos

El rubro registró un saldo de MM\$80.457, lo que representa un aumento de MM\$8.904 en comparación con diciembre de 2024. Esta variación se explica principalmente por un incremento de MM\$11.934 en los impuestos diferidos asociados a activos fijos y Good Will en las sociedades STS, Frontel, Edelayen y Luz Osorno, efecto que fue parcialmente compensado por una disminución de MM\$4.108 en la sociedad filial STC, derivada de un aumento en los activos por impuestos diferidos por pérdida tributaria.

- Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados

Al cierre de diciembre 2025, cerró con un saldo de MM\$26.562, lo cual implica un aumento de MM\$4.103 respecto al cierre de diciembre 2024. Esta variación se explica principalmente por el aumento de la provisión por Indemnizaciones de años de servicios en MM\$4.103.

PATRIMONIO

El Patrimonio consolidado al cierre de diciembre 2025 tuvo un valor de MM\$282.540, lo cual representa una variación positiva de MM\$52.533 respecto a diciembre 2024, equivalente a un 7,3%. Este aumento es explicado principalmente por el resultado del ejercicio por MM\$82.134 compensado parcialmente con la provisión de dividendo mínimo por MM\$12.785.

Principales Indicadores:

Principales Indicadores		Unidad	dic-25	dic-24	Var. %
Liquidez	Liquidez corriente (1)	Veces	0,7	0,8	(9,9%)
	Razón ácida (2)	Veces	0,6	0,7	(8,6%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio neto (3)	Veces	2,9	3,0	(5,1%)
	Cobertura gastos financieros (4)	Veces	4,4	4,4	(0,4%)
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda total (5)	%	31,9%	29,2%	9,1%
	Deuda LP / Deuda total (6)	%	68,1%	70,8%	(3,7%)
Actividad	Inversiones en activo fijo (al cierre de cada período)	MM\$	107.091	238.684	(55,1%)
	Rotación de inventarios (7)	Veces	1,8	3,7	(52,2%)
	Permanencia de inventarios (8)	Días	207	99	109,3%
Financiero	Ebitda (12 meses móviles)	MM\$	271.354	220.187	23,2%
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio (anualizado) (9)	%	11,0%	5,8%	90,9%
	Rentabilidad del activo (anualizado) (10)	%	2,8%	1,5%	91,1%
	Rendimiento activos operacionales (anualizado) (11)	%	13,7%	13,2%	3,4%
	Utilidad por acción (12)	\$	4.129	2.003	106,1%

- **La liquidez corriente** al 31 de diciembre fue de 0,7 veces, presentando una disminución de 9,9% respecto con lo mostrado en el cierre de diciembre 2024. Esta variación estuvo principalmente explicada por un aumento de los pasivos corrientes, más específicamente en los otros pasivos financieros corrientes.
- **La razón ácida** al 31 de diciembre fue de 0,6 veces, mostrando una disminución de 8,6% con respecto al cierre de diciembre 2024, también explicada por el aumento de los pasivos corrientes, más específicamente en los otros pasivos financieros corrientes.
- **La razón Deuda/Patrimonio neto** al cierre de diciembre 2025 fue de 2,9 veces, disminuyendo 5,1% con respecto a lo mostrado al cierre de diciembre 2024, explicado principalmente por un aumento del patrimonio. Específicamente a un aumento en las ganancias acumuladas.
- **La cobertura de gastos financieros** al cierre de diciembre 2025 fue de 4,4 veces, presentando una variación negativa de 0,4% con respecto al cierre de diciembre 2024, asociado al aumento de los costos financieros. Esto fue compensado por el aumento del resultado bruto de explotación.
- **La rentabilidad del patrimonio** fue 11,0% al 31 de diciembre de 2025, mostrando un aumento con respecto a los 5,8% registrado al cierre de diciembre 2024, explicado principalmente por un aumento de las ganancias del período.

- **La rentabilidad de los activos** alcanzó un 2,8% al 31 de diciembre de 2025, lo que representa un aumento con respecto a los 1,5% mostrado al cierre de diciembre 2024. Explicado principalmente por un aumento de las ganancias.
- **La rentabilidad de los activos operacionales** alcanzó un 13,7% al 31 de diciembre de 2025, lo que representa un aumento de 3,4% con respecto a lo mostrado al cierre de diciembre 2024, principalmente por el aumento del resultado bruto de explotación.

- (1) Corresponde a la razón entre (i) Activos Corrientes y (ii) Pasivos Corrientes.
(2) Corresponde a la razón entre (i) Activos Corrientes netos de Inventarios y (ii) Pasivos Corrientes.
(3) Corresponde a la razón entre (i) Total Pasivos y (ii) Total Patrimonio.
(4) Corresponde a la razón entre (i) el Resultado Bruto de Explotación y (ii) Costos Financieros.
(5) Corresponde a la razón entre (i) Pasivos Corrientes y (ii) Total Pasivos.
(6) Corresponde a la razón entre (i) Pasivos No Corrientes y (ii) Total Pasivos.
(7) Corresponde a la razón entre (i) Inversión Total y el promedio de (ii) Inventarios Corrientes actual e Inventarios Corrientes del periodo anterior.
(8) Corresponde a la inversa de (i) Rotación de Inventarios por (ii) Número de días del año.
(9) Corresponde a la razón entre (i) Ganancia (Pérdida) y el promedio de (ii) Patrimonio actual y Patrimonio del periodo anterior.
(10) Corresponde a la razón entre (i) Ganancia (Pérdida) y el promedio de (ii) Total Activos actual y Total Activos periodo anterior.
(11) Corresponde a la razón entre (i) Resultado Bruto de Explotación y promedio de (ii) Propiedad, Planta y Equipo actual y Propiedad, Planta y Equipo periodo anterior.
(12) Corresponde a la razón entre (i) Ganancia (Pérdida) y (ii) Total Número de Acciones.

V. ANÁLISIS DEL ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVOS DIRECTOS

Flujo de Efectivo	dic-25 MM\$	dic-24 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
de la Operación	216.570	173.831	42.738	24,6%
de la Inversión	(264.652)	(274.094)	9.442	(3,4%)
de Financiación	34.653	114.056	(79.403)	(69,6%)
Flujo neto del periodo	(13.429)	13.793	(27.223)	(197,4%)
Variación en la tasa de cambio	796	(121)	917	(758,5%)
Incremento (disminución)	(12.633)	13.673	(26.306)	(192,4%)
Saldo Inicial	70.843	57.171	13.673	23,9%
Saldo Final	58.210	70.843	(12.633)	(17,8%)

El saldo de efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo alcanzó MM\$58.210, inferior en MM\$12.633 respecto al mismo periodo del año anterior.

La variación positiva del flujo neto respecto al año anterior se explica principalmente por:

Operación:

- Las actividades de operación generaron un flujo de efectivo neto positivo de MM\$216.570 al 31 de diciembre de 2025, registrando un aumento de MM\$42.738 respecto al período anterior. Esta variación se debió principalmente a mayores cobros procedentes de las ventas de bienes y prestaciones de servicios en MM\$552.566, lo que fue compensado por el aumento de los pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios en MM\$470.605, mayores otros pagos asociados a actividades de operación en MM\$26.093 y un incremento del pago de impuestos a las ganancias en MM\$21.886.

Inversión:

- Las actividades de inversión generaron un flujo de efectivo neto negativo de MM\$264.652 lo que representa una variación positiva de MM\$9.442, relacionado principalmente a un decremento en adquisición de propiedades, plantas y equipos destinadas a inversión por MM\$10.073.

Financiación:

- Las actividades de financiación generaron un flujo de efectivo neto positivo por MM\$34.653 lo que representa una variación negativa de MM\$79.403 respecto del período anterior. Esta variación se asocia principalmente a un aumento de los pagos de préstamos a entidades relacionadas en MM\$159.191, junto con mayores reembolsos de préstamos clasificados como actividades de financiación en MM\$31.111, lo que fue levemente compensado por el importe de préstamos de entidades relacionadas por MM\$117.665.

VI. POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Política de gestión de riesgos

La política de gestión de riesgo está orientada a la protección de la Sociedad y sus filiales, sus empleados y su entorno ante situaciones que los puedan afectar negativamente, a través de un Modelo de Gestión Integral de Riesgos alineado con normativas internacionales para la integración de la gestión de riesgos. Esta gestión está liderada por la Alta Administración de la Sociedad, y se realiza tanto a nivel general como para cada uno de los sectores en que participa, considerando las particularidades de cada uno. Para lograr los objetivos, la gestión de riesgos se basa en cubrir todas aquellas exposiciones significativas, siempre y cuando existan instrumentos adecuados y el costo sea razonable.

A continuación, se especifican los riesgos financieros identificados por la Gerencia de Administración y Finanzas del Grupo, para los cuales se han establecido políticas específicas de gestión y mitigación.

Riesgos Financieros:

Los riesgos financieros se refieren a la posibilidad de que existan eventos que puedan traer consecuencias financieras negativas. En línea con lo anterior, la Sociedad ha definido una estructura de gestión del riesgo financiero, cuyo proceso está basado en la identificación, análisis, cuantificación, medición y control de cada evento que pudiera impactar los resultados financieros de la compañía.

Los flujos de la Sociedad y sus filiales son generados principalmente por su participación en el negocio eléctrico, con un perfil estable y de largo plazo.

- Riesgo de Tipo de cambio

La Sociedad podría verse afectada por las fluctuaciones de monedas dado que las transacciones realizadas están denominadas en dólares estadounidenses y pesos chilenos.

La Sociedad realiza una revisión periódica de sus activos y pasivos financieros y el impacto potencial de las variaciones en el tipo de cambio. Si el impacto pudiera ser significativo, la Sociedad puede contratar derivados para reducir los efectos de estos impactos en línea con su estrategia de cobertura.

Debido a la naturaleza del negocio, la Sociedad y sus filiales realizan operaciones en moneda distinta de su moneda funcional y corresponden principalmente a pagos por la compra de materiales o insumos asociados a proyectos del sistema eléctrico que son comercializados en mercados extranjeros, normalmente en dólares estadounidenses. En caso de que estas operaciones, así como operaciones de financiamiento u otros flujos de caja importantes puedan afectar los resultados de la Sociedad y sus filiales, se evalúa la contratación de instrumentos derivados con el fin de realizar la cobertura en algunos de estos casos.

Aquellas filiales que mantienen su moneda funcional peso están expuestas a variaciones de tipo de cambio de dólar estadounidense a través de sus ingresos, dada la indexación en esta moneda para su tarificación mensual.

Adicionalmente, estas filiales están expuestas a variaciones de tipo de cambio en ciertos egresos en moneda extranjera, principalmente dólar estadounidense.

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad y sus filiales no mantienen instrumentos derivados.

- Riesgo Inflacionario

Un porcentaje relevante de los ingresos de la compañía están denominados en pesos chilenos y utilizan como variable de indexación el IPC local.

Las tarifas reguladas se establecen teniendo en cuenta, en su caso, los tipos de cambio (es decir, cuando los suministros se adquieren principalmente en una moneda particular) y el IPC en los Estados Unidos o en otros países. Asimismo, en el caso de clientes libres, los contratos pueden estar denominados en unidades de fomento.

Por otro lado, la sociedad mantiene un porcentaje importante de la deuda denominada en UF. No obstante, la exposición de la Sociedad se encuentra acotada por tener prácticamente la totalidad de los ingresos con alguna fórmula de indexación.

Análisis de sensibilidad:

La Sociedad y sus filiales realizaron un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes (préstamos bancarios y bonos) suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir, para los mencionados pasivos la variación positiva de medio punto porcentual en base anual de la UF por el periodo de cierre de estos Estados Financieros Consolidados, con respecto de la variación real de la UF.

El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se produce un aumento en los pasivos de la sociedad de M\$ 2.383.678 al 31 de diciembre de 2025.

- Tasa de interés

Las fluctuaciones de tasa de interés pueden modificar los flujos futuros de los activos y pasivos que estén referenciados a una tasa de interés variable, así como también, las variaciones de tasa de interés pueden modificar el valor razonable de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés fija.

La Sociedad evalúa constantemente su estructura de deuda y la de sus filiales, gestionando este riesgo poniendo énfasis principalmente en los pasivos financieros. Al 31 de diciembre de 2025, Sociedad mantiene el 100% de la deuda financiera asociada a una tasa de interés fija.

Existe un riesgo de tasas de interés asociado a la rentabilidad de las inversiones de caja, que surgen por las condiciones actuales de mercado en relación con las alzas de inflación y tasas de interés referenciales, tanto locales como extranjeras.

La Administración invierte la caja principalmente en Fondos Mutuos a plazos menores a 30 días con posibilidad de rescates diarios y monitorea de forma diaria los movimientos de tasas que afecten los actuales rendimientos. En caso de ser necesario, la Administración rescata los fondos de forma anticipada y reinvierte a valores de mercado.

- Riesgo de liquidez

Los recursos financieros se obtienen principalmente de fuentes propias, deuda tradicional, instrumentos de oferta pública y privada y aportes de capital, manteniendo siempre estructuras estables y asegurando la optimización del uso de los productos más adecuados en el mercado.

La Sociedad mantenía, al 31 de diciembre de 2025, efectivo y equivalentes de efectivo por M\$58.210.162 (M\$70.843.181 al 31 de diciembre de 2024).

Adicionalmente, con el objetivo de mantener una reserva de liquidez, la Matriz cuenta con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo comprometida por un monto total de M\$ 35.000.000 disponible a todo evento para la Sociedad y sus filiales, y de libre disposición hasta febrero del año 2026, con spread máximos acordados. A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de estas Sociedades, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

Al 31 de diciembre de 2025, el 79% de la deuda del Grupo está estructurada con vencimientos de largo plazo, con servicio de deuda anual y/o semestral (principalmente intereses) menores a los flujos proyectados en escenarios conservadores, para no tener riesgos de refinanciación a corto o largo plazo.

- Riesgo de crédito

La Sociedad y sus filiales están expuestas al riesgo de crédito debido a sus actividades comerciales y a sus actividades financieras. Sus políticas tienen como objetivo disminuir el incumplimiento de pago de las contrapartes y adicionalmente mejorar la posición de capital de trabajo.

El riesgo de crédito relacionado con el suministro de energía eléctrica, tal como se menciona en la Nota 7 a) y b) es gestionado a través de las herramientas de cobro (corte de suministro y radicación de deuda en la propiedad) que la Ley entrega a las empresas que dan este servicio.

En virtud de lo anterior, la Sociedad y sus filiales han registrado al 31 de diciembre de 2025 una provisión de deterioro por M\$33.860.053, considerando los efectos antes descritos en relación con los futuros convenios contraídos y el saldo de la deuda que deberá asumir la Sociedad (Ver Nota 7).

También la Sociedad y sus filiales realizan otro tipo de ventas, que corresponden a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como: a) venta al detalle de productos y servicios y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y b) construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades). Respecto de la letra a), la política establece plazos que van de 12 a 36 meses, para sus clientes de distribución eléctrica.

En lo que respecta a la construcción de obras, que normalmente se construyen a organismos estatales, municipales o grandes clientes, la forma de pago considera cuotas que van de 36 a 96 meses. Estos montos son otorgados bajo condiciones de crédito de mercado y a clientes que cumplan con ciertos estándares de comportamientos históricos sin morosidad.

VII. VALOR LIBRO Y VALOR ECONOMICO DE LOS ACTIVOS

Respecto de los activos de mayor importancia, cabe mencionar lo siguiente:

Las propiedades, plantas y equipos se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado.

Las propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. Dicha vida útil estimada se revisa periódicamente.

Los activos expresados en moneda extranjera se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del periodo.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corto y largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad similares a las que prevalecen en el mercado.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos en las Notas N°2 y N°3 de los Estados Financieros.

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados financieros consolidados por los años
terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024
e informe del auditor independiente

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los Accionistas y miembros del Directorio de
Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y filiales

Opinión

Hemos auditado los estados financieros consolidados de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y filiales (la “Sociedad”), que comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2025, los estados consolidados de resultados, de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo correspondientes al año terminado en esa fecha, y las notas a los estados financieros consolidados, incluyendo información de las políticas contables materiales.

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados adjuntos presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera consolidada de la Sociedad al 31 de diciembre de 2025, sus resultados consolidados y flujos de efectivo consolidados correspondientes al año terminado en esa fecha, de conformidad con las Normas de Contabilidad de las Normas Internacionales de Información Financiera, emitidas por el International Accounting Standards Board.

Fundamento de la opinión

Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con las Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile. Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados de nuestro informe. Somos independientes de la Sociedad de conformidad con el Código de Ética del Colegio de Contadores de Chile, y hemos cumplido las demás responsabilidades de ética de conformidad con esos requerimientos. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión.

Responsabilidades de la Administración y de los responsables del gobierno corporativo por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados adjuntos de conformidad con las Normas de Contabilidad de las Normas Internacionales de Información Financiera, emitidas por el International Accounting Standards Board y del control interno que la Administración considere necesario para permitir la preparación de estados financieros consolidados exentos de representaciones incorrectas materiales, debido a fraude o error.

En la preparación de los estados financieros consolidados, la Administración es responsable de la evaluación de la capacidad de la Sociedad de continuar como empresa en marcha, revelando, según corresponda, los asuntos relacionados con la empresa en marcha y utilizando la base contable de empresa en marcha excepto si la Administración tiene intención de liquidar la Sociedad o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista, que hacerlo.

Los responsables del gobierno corporativo son responsables de la supervisión del proceso de preparación y presentación de información financiera de la Sociedad.

Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros consolidados como un todo están exentos de representaciones incorrectas materiales, debido a fraude o error, y emitir un informe del auditor que contenga nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con las Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile siempre detecte una representación incorrecta material cuando exista. Las representaciones incorrectas pueden deberse a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o de forma agregada, se podría esperar razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los estados financieros consolidados.

Como parte de una auditoría de conformidad con las Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile, aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

- Identificamos y evaluamos los riesgos de representaciones incorrectas materiales en los estados financieros consolidados, debido a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una representación incorrecta material debido a fraude es más elevado que en el caso de una representación incorrecta material debido a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, representaciones intencionadamente erróneas o el caso omiso del control interno.
- Obtenemos entendimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno la Sociedad.
- Evaluamos la adecuación de las políticas contables aplicadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por la Administración.
- Concluimos sobre lo adecuado de la utilización, por la Administración, de la base contable de empresa en marcha y, basándonos en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con hechos o con condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad de la Sociedad para continuar como empresa en marcha. Si concluimos que existe una incertidumbre material, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe del auditor sobre la correspondiente información revelada en los estados financieros consolidados o, si dichas revelaciones no son adecuadas, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe del auditor. Sin embargo, hechos o condiciones futuros pueden ser causa de que la Sociedad deje de ser una empresa en marcha.
- Evaluamos la presentación general, la estructura y el contenido de los estados financieros consolidados, incluida la información revelada, y si los estados financieros consolidados representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logran la presentación razonable.

- Planificamos y llevamos a cabo la auditoría del grupo para obtener evidencia de auditoría suficiente y adecuada con respecto a la información financiera de las entidades o unidades de negocio dentro del grupo como una base para formarnos una opinión sobre los estados financieros consolidados del grupo. Somos responsables por la dirección, supervisión y revisión del trabajo de auditoría realizado para los fines de una auditoría de grupo. Somos los únicos responsables por nuestra opinión de auditoría.

Comunicamos a los responsables del gobierno corporativo, entre otros asuntos, el alcance y la oportunidad planificados y los hallazgos significativos de la auditoría, así como cualquier deficiencia significativa del control interno que identificamos en el transcurso de la auditoría.

También proporcionamos a los responsables del gobierno corporativo una declaración de que hemos cumplido los requerimientos de ética aplicables en relación con la independencia y comunicado todas las relaciones y demás asuntos de los que se puede esperar razonablemente afecten nuestra independencia y, en su caso, las medidas adoptadas para eliminar las amenazas o las salvaguardas aplicadas.

Entre los asuntos que han sido objeto de comunicación con los responsables del gobierno corporativo, determinamos los que han sido de mayor significatividad en la auditoría de los estados financieros consolidados del año actual y que son, en consecuencia, los asuntos clave de la auditoría. Describimos esos asuntos en nuestro informe del auditor salvo que las disposiciones legales o reglamentarias prohíban revelar públicamente el asunto o, en circunstancias extremadamente poco frecuentes, determinemos que un asunto no se debiera comunicar en nuestro informe porque cabe razonablemente esperar que las consecuencias adversas de hacerlo superarían los beneficios de interés público de la misma.

Otros Asuntos

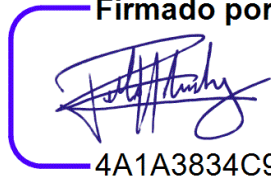
El Colegio de Contadores de Chile A.G. aprobó que las Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile adopten integralmente y sin reservas las Normas Internacionales de Auditoría emitidas por el International Auditing and Assurance Standards Board para las auditorías de los estados financieros preparados por el año iniciado a partir del 1 de enero de 2025.

La auditoría a los estados financieros consolidados de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2024 fue efectuada de acuerdo con las Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile vigentes a esa fecha por los cuales emitimos una opinión sin modificaciones con fecha 27 de marzo de 2025.

Deloitte.

Marzo 25, 2026
Santiago, Chile

Firmado por:



4A1A3834C94A452...

Pablo Martínez Coronado
RUT: 14.037.733-3
Socio

**Estados Financieros
Consolidados**

**Correspondiente a los años terminados al 31 de
diciembre de 2025 y 2024**

**INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A.
Y FILIALES**

En miles de pesos chilenos – M\$

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados Consolidados de Situación Financiera

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024

(En miles de pesos chilenos – M\$)

ACTIVOS	Nota	31/12/2025	31/12/2024
		M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	58.210.162	70.843.181
Otros activos no financieros corrientes	21	7.516.492	8.031.801
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	7	321.961.015	324.447.356
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	8	27.946.957	5.773.984
Inventarios corrientes	9	57.596.400	63.887.742
Activos por impuestos corrientes, corrientes	10	14.142.080	14.767.399
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		487.373.106	487.751.463
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	291.600	-
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		487.664.706	487.751.463
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	11	3.079.028	5.025.260
Otros activos no financieros no corrientes	21	391.415	120.474
Cuentas por cobrar no corrientes	7	163.286.427	253.902.792
Activos intangibles distintos de la plusvalía	12	113.179.192	113.976.079
Plusvalía	13	232.665.490	232.785.633
Propiedades, planta y equipo	14	1.928.623.289	1.768.787.184
Activos por derecho de uso	15	19.409.061	2.769.632
Activos por impuestos diferidos	16	33.663.882	25.309.123
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES		2.494.297.784	2.402.676.177
TOTAL DE ACTIVOS		2.981.962.490	2.890.427.640

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados Consolidados de Situación Financiera

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024

(En miles de pesos chilenos – M\$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/12/2025	31/12/2024
		M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	17	355.001.959	306.031.965
Pasivos por arrendamientos corrientes	15	6.413.008	1.725.198
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	18	242.329.760	250.525.894
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	8	24.815.672	12.008.933
Otras provisiones a corto plazo	20	6.526.321	7.414.919
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	10	9.379.732	2.133.546
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	20	21.316.227	19.057.391
Otros pasivos no financieros corrientes	21	39.000.635	35.876.523
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		704.783.314	634.774.369
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	17	1.229.716.774	1.171.133.844
Pasivos por arrendamientos no corrientes	15	14.472.563	2.361.374
Cuentas por pagar no corrientes	18	21.038.688	121.889.018
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	8	123.918.360	136.615.777
Otras provisiones a largo plazo	20	168.670	164.352
Pasivo por impuestos diferidos	16	80.456.727	71.552.378
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	20	26.561.520	22.458.450
Otros pasivos no financieros no corrientes	21	9.438.250	10.604.171
TOTAL DE PASIVOS NO CORRIENTES		1.505.771.552	1.536.779.364
TOTAL DE PASIVOS		2.210.554.866	2.171.553.733
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	22	483.747.016	483.747.016
Ganancias (pérdidas) acumuladas	22	214.160.706	145.473.773
Otras reservas	22	64.109.101	80.716.953
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		762.016.823	709.937.742
Participaciones no controladoras	22	9.390.801	8.936.165
PATRIMONIO TOTAL		771.407.624	718.873.907
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS		2.981.962.490	2.890.427.640

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos Estados Financieros Consolidados

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Resultados Integrales
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024
 (En miles de pesos chilenos – M\$)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
		M\$	M\$
Ganancia (pérdida)			
Ingresos de actividades ordinarias	23	1.039.641.485	954.599.518
Otros ingresos	23	80.168.195	90.716.394
Materias primas y consumibles utilizados	24	(593.478.570)	(565.720.395)
Gastos por beneficios a los empleados	25	(103.427.778)	(100.592.051)
Gasto por depreciación y amortización	26	(73.792.882)	(62.872.130)
Otros gastos, por naturaleza	28	(158.638.956)	(149.273.110)
Otras ganancias (pérdidas)	30	290.162	(662.631)
Ingresos financieros	29	1.566.408	1.770.175
Costos financieros	29	(57.486.639)	(49.942.727)
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con la NIIF 9	27	(11.716.653)	(9.335.266)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	29	11.034.155	(21.563.347)
Resultados por unidades de reajuste	29	(30.464.010)	(36.140.720)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos		103.694.917	50.983.710
Gasto por impuestos a las ganancias	16	(21.560.487)	(11.140.489)
Ganancia (pérdida)		82.134.430	39.843.221
Ganancia (pérdida), atribuible a			
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	81.472.734	38.853.396
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	22	661.696	989.825
Ganancia (pérdida)		82.134.430	39.843.221

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Otros Resultados Integrales
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024
 (En miles de pesos chilenos – M\$)

OTROS RESULTADOS INTEGRALES	Nota	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
		M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		82.134.430	39.843.221
Otro resultado integral			
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	20	(774.474)	240.300
Otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos		(774.474)	240.300
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos		(15.656.741)	15.586.005
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencias de cambio por conversión		(15.656.741)	15.586.005
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos		(15.656.741)	15.586.005
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(16.431.215)	15.826.305
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período			
Impuesto a las ganancias relativo a nuevas mediciones de planes de beneficios definidos de otro resultado integral	16	266.553	(64.881)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		266.553	(64.881)
Otro resultado integral		(16.164.662)	15.761.424
Resultado integral		65.969.768	55.604.645
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		65.103.007	54.511.326
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		866.761	1.093.319
Resultado integral		65.969.768	55.604.645

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio Neto
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024
 (En miles de pesos chilenos – M\$)

Estado de Cambio en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Reserva de diferencias de cambio en conversiones	Reserva de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total al 31/12/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio previamente reportado	483.747.016	39.616.976	984	(633.182)	41.732.175	80.716.953	145.473.773	709.937.742	8.936.165	718.873.907
Incremento (disminución) del patrimonio por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Patrimonio al comienzo del período	483.747.016	39.616.976	984	(633.182)	41.732.175	80.716.953	145.473.773	709.937.742	8.936.165	718.873.907
Cambios en el patrimonio										
Resultado integral										
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	81.472.734	81.472.734	661.696	82.134.430
Otro resultado integral	-	(15.864.396)	-	(718.092)	-	(16.582.488)	-	(16.582.488)	205.065	(16.377.423)
Total Resultado integral	-	(15.864.396)	-	(718.092)	-	(16.582.488)	81.472.734	64.890.246	866.761	65.757.007
Dividendos (ver nota 22.1.5)	-	-	-	-	-	-	(12.785.801)	(12.785.801)	-	(12.785.801)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	(412.125)	(412.125)
Otros Incrementos (disminuciones)	-	-	-	-	(25.364)	(25.364)	-	(25.364)	-	(25.364)
Total Cambios en el patrimonio	-	(15.864.396)	-	(718.092)	(25.364)	(16.607.852)	68.686.933	52.079.081	454.636	52.533.717
Patrimonio al final del período	483.747.016	23.752.580	984	(1.351.274)	41.706.811	64.109.101	214.160.706	762.016.823	9.390.801	771.407.624

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos Estados Financieros Consolidados

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio Neto

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024

(En miles de pesos chilenos – M\$)

Estado de Cambio en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Reserva de diferencias de cambio en conversiones	Reserva de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total al 31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio previamente reportado	483.747.016	24.122.357	984	(796.493)	41.732.175	65.059.023	103.832.517	652.638.556	8.235.987	660.874.543
Patrimonio al comienzo del período	483.747.016	24.122.357	984	(796.493)	41.732.175	65.059.023	103.832.517	652.638.556	8.235.987	660.874.543
Cambios en el patrimonio										
Resultado integral										
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	38.853.396	38.853.396	989.825	39.843.221
Otro resultado integral	-	15.494.619	-	163.311	-	15.657.930	-	15.657.930	103.494	15.761.424
Total Resultado integral	-	15.494.619	-	163.311	-	15.657.930	38.853.396	54.511.326	1.093.319	55.604.645
Dividendos (ver nota 22.1.5)	-	-	-	-	-	-	2.787.860	2.787.860	-	2.787.860
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	(393.141)	(393.141)
Total Cambios en el patrimonio	-	15.494.619	-	163.311	-	15.657.930	41.641.256	57.299.186	700.178	57.999.364
Patrimonio al final del período	483.747.016	39.616.976	984	(633.182)	41.732.175	80.716.953	145.473.773	709.937.742	8.936.165	718.873.907

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos Estados Financieros Consolidados

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Flujos de Efectivo Método Directo
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024
 (En miles de pesos chilenos – M\$)

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO MÉTODO DIRECTO	Nota	31/12/2025 M\$	31/12/2024 M\$
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	-	1.642.736.148	1.090.169.903
Otros cobros por actividades de operación	-	2.645.446	2.830.159
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	-	(1.294.236.441)	(823.630.951)
Pagos a y por cuenta de los empleados	-	(94.136.707)	(100.667.560)
Otros pagos por actividades de operación	-	(36.221.029)	(10.128.189)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) operaciones		220.787.417	158.573.362
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados)	-	(6.627.629)	15.257.884
Otras entradas (salidas) de efectivo	-	2.409.909	-
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		216.569.697	173.831.246
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Importes procedentes de ventas de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		17.152	259.810
Compras de propiedades, planta y equipo	-	(266.039.793)	(276.112.900)
Intereses recibidos	-	1.366.037	1.750.829
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(264.656.604)	(274.102.261)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos, clasificados como actividades de financiación	6	341.797.286	338.000.000
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		79.797.286	-
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		262.000.000	338.000.000
Préstamos de entidades relacionadas	6	161.657.593	43.992.277
Reembolsos de préstamos	6	(231.066.299)	(199.955.643)
Pagos de pasivos por arrendamientos	6	(3.958.586)	(1.122.569)
Pagos de préstamos de entidades relacionadas	6	(172.023.568)	(12.832.268)
Dividendos pagados	-	(266.679)	(269.607)
Intereses pagados	6	(60.394.041)	(53.502.857)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(1.088.092)	(244.854)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		34.657.614	114.064.479
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	-	(13.429.293)	13.793.464
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	-	796.274	(120.924)
Incremento (disminución) de efectivo y equivalentes al efectivo		(12.633.019)	13.672.540
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio	-	70.843.181	57.170.641
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	6	58.210.162	70.843.181

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos Estados Financieros Consolidados

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

ÍNDICE

1. Información General y Descripción del Negocio	12
2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas	14
2.1. Principios contables	14
2.2. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas	14
2.3. Bases de preparación	14
2.4. Bases de consolidación	14
2.5. Combinación de negocios	16
2.6. Moneda funcional	16
2.7. Bases de conversión moneda extranjera	17
2.8. Compensación de saldos y transacciones	18
2.9. Propiedades, planta y equipo	18
2.10. Activos intangibles	19
2.10.1. Plusvalía comprada	19
2.10.2. Servidumbres y Derechos de agua	20
2.10.3. Programas informáticos	20
2.10.4. Costos de investigación y desarrollo	20
2.11. Deterioro de activos no financieros	20
2.12. Arrendamientos	21
2.12.1. Sociedad actúa como arrendatario:	21
2.12.2. Sociedad actúa como arrendador:	22
2.13. Instrumentos financieros	22
2.13.1. Activos Financieros	22
2.13.2. Pasivos financieros	24
2.13.3. Efectivo y efectivo equivalentes	24
2.13.4. Instrumentos de patrimonio	24
2.14. Inventarios	24
2.15. Otros pasivos no financieros	25
2.15.1. Ingresos diferidos	25
2.15.2. Subvenciones estatales	25
2.15.3. Obras en construcción para terceros	25
2.16. Provisiones	25
2.17. Beneficios a los empleados	26
2.18. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	26
2.19. Impuesto a las ganancias	27
2.20. Reconocimiento de ingresos y costos	27
2.21. Dividendos	29
2.22. Estado de flujos de efectivo	29
2.23. Nuevos pronunciamientos contables	29
3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	30
3.1. Generación eléctrica	30
3.2. Transmisión	31
3.3. Distribución	31
3.4. Marco regulatorio	32
3.4.1. Aspectos generales	32
3.4.2. Ley que regula el retiro de líneas aéreas y subterráneas de comunicaciones	32
3.4.3. Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica	33
3.4.4. Ley de estabilización transitoria de precios	33
3.4.5. Ley N° 21.304 sobre el suministro a clientes electrodependientes	33
3.4.6. Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19	33
3.4.7. Ley Servicios Sanitarios Rurales	34
3.4.8. Ley de Transición Energética	34
3.4.9. Norma Técnica de Distribución	34
3.4.10. Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	34

4. Política de Gestión de Riesgos	35
4.1. Riesgos financieros	35
4.1.1. Riesgo de Tipo de cambio	35
4.1.1.1. Análisis de Sensibilidad	36
4.1.2. Riesgo Inflacionario	36
4.1.2.1. Análisis de Sensibilidad	36
4.1.3. Tasa de interés	37
4.1.4. Riesgo de liquidez	37
4.1.5. Riesgo de crédito	38
5. Juicios y estimaciones de la Administración en la aplicación de las políticas contables claves de las Sociedades	38
6. Efectivo y Equivalentes al Efectivo	40
7. Deudores Comerciales y Otras Cuentas Por Cobrar	41
8. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas	47
8.1. Accionistas	47
8.2. Saldos y transacciones con entidades relacionadas	47
8.3. Directorio y personal clave de la gerencia	48
9. Inventarios	49
10. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	50
11. Otros activos financieros no corrientes	51
12. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	51
13. Plusvalía	52
14. Propiedades, Planta y Equipo	53
15. Activos por Derechos de Uso y Obligaciones por Arrendamientos	55
16. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos	57
16.1. Impuesto a la Renta	57
16.2. Impuestos Diferidos	58
17. Otros Pasivos Financieros corrientes y no corrientes	60
18. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	61
19. Instrumentos financieros	63
19.1. Instrumentos financieros por categoría	63
19.2. Valor Razonable de instrumentos financieros	64
20. Provisiones	65
20.1. Juicios y multas	65
20.1. Otras provisiones corrientes	65
20.2. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	66
20.4. Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados	67
21. Otros activos y pasivos no financieros	69
22. Patrimonio	71
22.1. Patrimonio neto de la Sociedad	71
22.1.1. Capital suscrito y pagado	71
22.1.2. Dividendos	71
22.1.3. Otras reservas	71
22.1.4. Diferencias de conversión	73
22.1.5. Ganancias Acumuladas	73
22.2. Gestión de capital	74
22.3. Restricciones a la disposición de fondos	74
22.4. Patrimonio de participaciones no controladoras	74
23. Ingresos	75
24. Materias Primas y Consumibles Utilizados	78
25. Gastos por Beneficios a los Empleados	78
26. Gasto por Depreciación y Amortización	78
27. Pérdida por deterioro	79
28. Otros Gastos por Naturaleza	79
29. Resultados Financieros	80
30. Otras ganancias (pérdidas)	80
31. Segmentos de Negocio	81
32. Medio Ambiente	84
33. Garantías Comprometidas con Terceros, Otros Activos Financieros no Corrientes	84
34. Cauciones Obtenidas de Terceros	84

35. Compromisos y Restricciones	84
36. Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo	96
37. Información Adicional sobre Deuda Financiera	97
38. Moneda Extranjera	98
39. Sanciones	100
40. Hechos Posteriores	100

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024

(En miles de pesos chilenos - M\$)

1. Información General y Descripción del Negocio

a) Información General

Inversiones Eléctricas del Sur S.A., en adelante la “Sociedad”, “Eléctricas” o el “Grupo”, fue constituida por escritura pública de fecha 10 de junio de 2008 con el nombre de Inversiones SF SpA, con el objeto de realizar toda clase de inversiones en toda clase de bienes muebles e inmuebles, como por ejemplo en acciones de sociedades anónimas, derechos en sociedades y la administración de estas inversiones y sus frutos.

La Sociedad es el vehículo a través del cual el fondo canadiense Ontario Teachers’ Pension Plan Board y el fondo canadiense Alberta Investment Management Corporation (AIMCo) controlan las empresas del Grupo Saesa. Los sectores en los que participa la Sociedad y sus filiales son distribución, transmisión, transformación, generación y comercialización de energía eléctrica.

La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores con el número 1.016, y está sujeta a la fiscalización de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF).

Las sociedades filiales directas inscritas en el Registro de Valores son: Sociedad Austral de Electricidad S.A. (en adelante “Saesa”), inscrita con el número 1.072 y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (en adelante “Frontel”), inscrita con el número 1.073. La filial indirecta inscrita en el Registro de Valores es, Sistema de Transmisión del Sur S.A. (en adelante “STS”), inscrita con el número 1.200.

Las filiales indirectas inscritas en el Registro de Entidades Informantes son: Compañía Eléctrica Osorno S.A. (en adelante “Luz Osorno”), inscrita con el número 116, Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (en adelante “Edelaysen”), inscrita con el número 28, Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (en adelante “SATT”), inscrita con el número 435. Con fecha 28 de junio de 2024 Sistema de Transmisión del Norte S.A. (en adelante “STN”) fue inscrita en la Comisión para el Mercado Financiero con el número 683.

Las sociedades filiales directas no inscritas son Saesa Innova Soluciones SpA, Saesa Gestión y Logística SpA, Sociedad de Transmisión Austral S.A. (en adelante “STA”), STA II S.A. (en adelante “STA II”), Sagesa Transmisión S.A. (en adelante “Sagesa S.A.”), Sagesa Generación S.A. (en adelante “Sagesa Gx”), Sociedad Generadora Austral S.A., (en adelante “SGA”), Sistema de Transmisión del Centro S.A. (en adelante “STC”), Línea de Transmisión Cabo Leones S.A. y Tolchén Transmisión SpA.

Disolución Saesa Gestión y Logística.

En sesión de directorio celebrada con fecha 13 de noviembre de 2024, el Directorio de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. acordó la disolución de la sociedad Saesa Gestión y Logística SpA, de la cual es el único accionista y administrador.

Para estos efectos, con fecha de 30 de noviembre de 2024 se solicitó el término de giro de esta sociedad ante el Servicio de Impuestos Internos.

Con fecha 26 de junio de 2025, el SII emitió el correspondiente certificado de término de giro, requisito necesario para proceder a la disolución civil de la sociedad.

Una vez obtenido dicho certificado, durante el mes de septiembre de 2025 se procedió a la suscripción de la escritura pública de disolución y liquidación de la sociedad, quedando formalizado dicho proceso.

b) Información del Negocio

Las filiales Saesa, Frontel, Edelaysen y Luz Osorno distribuyen energía eléctrica en la zona sur del país, en el área comprendida entre las provincias de Concepción (Región del Bío Bío) y Villa O’Higgins (Región de Aysén).

La filial indirecta Sagesa es una empresa generadora que opera desde la Región del Biobío a la Región de Los Lagos. Básicamente, posee una central gas/diésel de 45 MW y varias centrales diésel con una potencia instalada de 109,5 MW. Parte de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del CEN-SEN a través de la filial SGA y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado.

La filial indirecta Sagesa Tx es una empresa que mantiene activos de Transmisión y la participación en Cabo Leones.

La filial indirecta STS es una empresa cuya principal actividad es el transporte de energía a las generadoras con contrato de suministro con empresas distribuidoras de las regiones del Biobío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos; además, la prestación de servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.

La filial indirecta STN, cuyo giro principal es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía, opera un sistema de transmisión dedicada en la Región de Antofagasta cuyo propósito es abastecer los requerimientos de energía y potencia de una empresa minera y permitir la conexión de una central generadora (517 MW) al Sistema Eléctrico Nacional (SEN); también opera en el sistema de Transmisión Nacional. Como otros avances, se han incorporado nuevos servicios asociados a operación y control a través de tecnología, monitoreo desde aplicaciones y servicio de inspecciones por medio de drones.

La filial indirecta STC, tiene el mismo giro de STN. Esta Sociedad construyó el Proyecto Línea de Transmisión 2x220 kV San Fabián-Ancoa, la que será operada y administrada por STC una vez que ésta entre en funcionamiento. STC ha finalizado la construcción de la línea durante el segundo semestre del 2018 realizando su energización con fecha 25 de agosto de 2018 y posteriormente se procedió a informar al Coordinador Eléctrico Nacional ("CEN") que el Proyecto había comenzado su período de puesta en servicio. Este Proyecto tiene como importante cliente a Hidroeléctrica Ñuble SpA, la que evacuará su energía a través de esta línea conectando con el SEN (Sistema Eléctrico Nacional).

En el primer semestre de 2024, Eléctrica Puntilla comunicó al Mercado a través de un hecho esencial que el proyecto Central Ñuble de su filial Hidroeléctrica Ñuble SpA ("Hidroñuble") presenta un atraso importante, estimando su puesta en marcha para el segundo semestre del año 2029.

La filial indirecta Cabo Leones, también está en el sistema de Transmisión Dedicada, corresponde a una línea de doble circuito de 220 KV, ubicado en las comunas de Freirina y Vallenar, que tiene por finalidad evacuar la energía eléctrica y potencia de hasta tres proyectos eólicos en construcción, entró en operación en el mes de diciembre de 2017.

La filial indirecta SATT, actualmente opera algunos activos de Transmisión Nacional y Dedicada en las regiones de Antofagasta, Atacama y Toltén.

La filial indirecta Tolchén cuenta con una línea de transmisión dedicada de doble circuito de 33 km de largo con una capacidad de 233 MVA por circuito y que son utilizados por Parques Eólicos. El primer circuito se extiende desde la Subestación San Gabriel hasta la Subestación Mulchén y el segundo circuito se extiende desde la Subestación Tolpán Sur hasta la Subestación Mulchén. Ambos circuitos se encuentran ubicados en las comunas de Renaico y Mulchén, provincias de Malleco y Biobío, pertenecientes a las regiones de la Araucanía y Biobío respectivamente.

La filial INNOVA tiene por objetivo la compra, venta, arrendamiento y comercialización de productos eléctricos o vinculados al mundo eléctrico en general, además de una amplia gama de soluciones energéticas para el sector industrial, minero, empresarial y hogar.

La filial STA tiene por objeto realizar negocios relacionados principalmente con la transmisión de energía a través suyo o de otras empresas, así como realización y administración de inversiones. Las actividades de la Sociedad que conforman su objeto social podrán desarrollarse en el país o en el extranjero. Actualmente administra las inversiones de sus filiales STN, SATT, STC, Tolchén, STS y SAGESA Tx.

La filial STA II tiene por objeto realizar negocios relacionados con la generación y comercialización de energía a través suyo o de otras empresas. Actualmente administra las inversiones de sus filiales Sagesa Generación y SGA.

El domicilio legal de la Sociedad Apoquindo 3885, 8° Piso, Santiago, y el domicilio comercial principal es Bulnes 441, Osorno.

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024 los presentes Estados Financieros Consolidados muestran un capital de trabajo negativo principalmente por los montos de cuentas de financiamientos con terceros y cuentas por pagar comerciales. La Sociedad mantiene flujo de caja de las actividades operativas positivo, y monitorea sus proyecciones de flujo de efectivo de manera continua contando con el compromiso de sus partes relacionadas y matriz para financiar proyectos en curso cuando sea necesario. Por lo tanto, para lograr una visión más exacta de la posición financiera, capital de trabajo de la Sociedad, se deben analizar los Estados Financieros Consolidados de la Matriz Inversiones Grupo Saesa Limitada. La Sociedad cuenta con el soporte económico y financiero de su Matriz.

2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

Los presentes Estados Financieros Consolidados, se presentan en miles de pesos chilenos y han sido preparados a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad y sus filiales. Los principios y criterios son aplicados uniformemente por todas las filiales.

Los Estados Financieros Consolidados de la Sociedad y sus filiales terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024, han sido preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB").

Estos Estados Financieros Consolidados han sido aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 25 de marzo de 2026.

2.2. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en estos Estados Financieros Consolidados es responsabilidad de la Administración de la Sociedad.

La preparación de los presentes Estados Financieros Consolidados requiere el uso de estimaciones y supuestos por parte de la Administración. Estas estimaciones están basadas en el mejor saber de la Administración sobre los montos reportados, eventos o acciones a la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados. Sin embargo, es posible que acontecimientos en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja) en próximos períodos, lo que se haría, conforme a lo establecido en NIC 8, de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de estimación en los correspondientes Estados Financieros Consolidados futuros. El detalle de las estimaciones y criterios contables significativos se detallan en la Nota 5.

2.3. Bases de preparación

Los Estados Financieros Consolidados de la Sociedad y sus filiales han sido preparados siguiendo el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo con NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable (notas 2.13 y 19.1.a).

2.4. Bases de consolidación

Los Estados Financieros Consolidados incorporan los estados financieros de la Sociedad y de las entidades controladas por la Sociedad (sus filiales). El control se logra cuando la Sociedad tiene:

- (a) poder sobre la inversión (es decir derechos existentes que le dan la capacidad de dirigir las actividades relevantes de la sociedad participada, es decir, las actividades que afectan de forma significativa a los rendimientos de la participada);
- (b) exposición, o derecho, a rendimientos variables procedentes de su involucramiento en la participada; y
- (c) capacidad de utilizar su poder sobre la participada para influir en sus rendimientos.

Cuando la Sociedad tiene menos que la mayoría de los derechos a voto de una sociedad participada, tiene el poder sobre la sociedad participada cuando estos derechos a voto son suficientes para darle en la práctica la capacidad de dirigir las actividades relevantes de la sociedad participada unilateralmente. La Sociedad considera todos los hechos y circunstancias para evaluar si los derechos a voto en una participada son suficientes para darle el poder, incluyendo:

- (a) el número de los derechos de voto que mantiene el inversor en relación con el número y dispersión de los que mantienen otros tenedores de voto;
- (b) los derechos de voto potenciales mantenidos por el inversor, otros tenedores de voto u otras partes;
- (c) derechos que surgen de otros acuerdos contractuales; y
- (d) cualesquiera hechos y circunstancias adicionales que indiquen que el inversor tiene, o no tiene, la capacidad presente de dirigir las actividades relevantes en el momento en que esas decisiones necesiten tomarse, incluyendo los patrones de conducta de voto en reuniones de accionistas anteriores.

La Sociedad reevaluará si tiene o no control en una participada si los hechos y circunstancias indican que ha habido cambios en uno o más de los tres elementos de control mencionados anteriormente.

La consolidación de una filial comenzará desde la fecha en que la Sociedad obtiene el control de la participada y cesará cuando pierda el control sobre ésta. Específicamente, los ingresos y gastos de una filial adquirida o vendida durante el año, se incluyen en el Estado Consolidado de Resultados Integrales desde la fecha en que la Sociedad obtiene el control hasta la fecha en que la Sociedad deja de controlar la filial.

Si una filial utiliza políticas contables diferentes de las adoptadas en los Estados Financieros Consolidados, para transacciones y otros sucesos similares en circunstancias parecidas, se realizarán los ajustes adecuados en los estados financieros de las filiales al elaborar los Estados Financieros Consolidados para asegurar la conformidad con las políticas contables de la Sociedad.

La ganancia o pérdida de cada componente de otros resultados integrales son atribuidas a los propietarios de la Sociedad y a la participación no controladora, según corresponda. El total de resultados integrales es atribuido a los propietarios de la Sociedad y a las participaciones no controladoras aun cuando el resultado de la participación no controladora tenga un déficit de saldo.

Todos los activos y pasivos, patrimonio, ingresos, gastos y flujos de efectivo relacionados con transacciones entre las entidades de la Sociedad, son eliminados en la consolidación.

Las participaciones no controladoras en las filiales se identifican por separado del patrimonio de la Sociedad en dichas entidades. Esas participaciones de los accionistas no controladores que representan participaciones de propiedad actuales y que otorgan a sus titulares el derecho a una parte proporcional de los activos netos en caso de liquidación pueden medirse inicialmente al valor razonable o a la parte proporcional de las participaciones no controladores sobre el valor razonable de los activos netos identificables de la adquirida. La elección del método de medición se realiza caso por caso, para cada adquisición. Posteriormente a la adquisición, el importe en libros de las participaciones no controladoras corresponde al importe de esas participaciones en el reconocimiento inicial más la participación de los intereses no controladores en los cambios posteriores en el patrimonio.

Los cambios en la participación de la Sociedad en la propiedad de una subsidiaria que no resultan en la pérdida de control sobre la filial se contabilizan como transacciones de patrimonio. Los importes en libros de la participación de la Sociedad y las participaciones no controladoras son ajustados para reflejar el cambio en sus participaciones relativas en las filiales. Cualquier diferencia entre el importe por el cual las participaciones no controladoras son ajustadas y el valor razonable de la consideración pagada o recibida se reconoce directamente en patrimonio y se atribuye a los propietarios de la Sociedad.

El detalle de las sociedades filiales que han sido consolidadas en estos Estados Financieros Consolidados se presenta a continuación:

RUT	Razón social	Nombre abreviado	País	Moneda funcional	% de Participación			
					31/12/2025			31/12/2024
					Directo	Indirecto	Total	Total
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Chile	Peso Chileno	0,0000%	93,2373%	93,2373%	93,2373%
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	Chile	Peso Chileno	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	Chile	Dólar Estadounidense	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Chile	Peso Chileno	0,0000%	99,8600%	99,8600%	99,8600%
77.708.654-5	Sagesa Generación S.A.	SAGESA GX	Chile	Dólar Estadounidense	0,1000%	99,8987%	99,9987%	99,9987%
76.186.388-6	Sagesa S.A.	SAGESA TX	Chile	Peso Chileno	0,1000%	99,8987%	99,9987%	99,9987%
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Chile	Peso Chileno	99,9164%	0,0000%	99,9164%	99,9164%
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Chile	Peso Chileno	99,3737%	0,0000%	99,3737%	99,3737%
77.227.565-K	Saesa Innova Soluciones SpA	INNOVA	Chile	Peso Chileno	100,0000%	0,0000%	100,0000%	100,0000%
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	STN	Chile	Dólar Estadounidense	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	STC	Chile	Dólar Estadounidense	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	SATT	Chile	Dólar Estadounidense	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	Chile	Dólar Estadounidense	99,9694%	0,0000%	99,9694%	99,9694%
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	CABO LEONES	Chile	Dólar Estadounidense	0,0100%	99,9900%	100,0000%	100,0000%
76.389.448-7	Tolchén Transmisión SpA	TOLCHÉN	Chile	Dólar Estadounidense	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
77.729.726-0	STA II S.A.	STA II	Chile	Dólar Estadounidense	99,9694%	0,0000%	99,9694%	99,9694%

Conversión de Estados Financieros de Sociedades con moneda funcional distinta del peso chileno

La conversión indicada se realiza del siguiente modo:

- Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los Estados Financieros Consolidados.
- Las partidas de resultados, utilizando el tipo de cambio promedio (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de la transacción, en cuyo caso los ingresos y gastos se convierten en la fecha de las transacciones).
- Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros consolidados se registran en el rubro “Reservas por conversión” dentro del Patrimonio Neto.

2.5. Combinación de negocios

Las combinaciones de negocios están contabilizadas usando el método de la adquisición. Esto involucra el reconocimiento de activos identificables (incluyendo activos intangibles anteriormente no reconocidos) y pasivos (incluyendo pasivos contingentes y excluyendo reestructuraciones futuras) del negocio adquirido al valor razonable. Si estas combinaciones de negocios implican adquirir el control de una inversión en la cual la Sociedad tenía influencia significativa o control conjunto, dicha participación previa se registra al valor razonable reconociendo el efecto en resultados.

2.6. Moneda funcional

La moneda funcional para cada entidad del Grupo se determinó como la moneda del ambiente económico principal en que funciona.

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno. La moneda funcional de las filiales directas e indirectas se distribuye como sigue:

Sociedad	Nombre abreviado	Moneda funcional
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Peso Chileno
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Peso Chileno
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	Peso Chileno
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Peso Chileno
Saesa Innova Soluciones SpA	INNOVA	Peso Chileno
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Peso Chileno
STA II S.A.	STA II	Dólar Estadounidense
Sagesa Generación S.A.	SAGESA GX	Dólar Estadounidense
Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	Dólar Estadounidense
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	Dólar Estadounidense
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	STC	Dólar Estadounidense
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	SATT	Dólar Estadounidense
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	STN	Dólar Estadounidense
Tolchén Transmisión SpA	TOLCHÉN	Dólar Estadounidense
Sagesa S.A.	SAGESA TX	Peso Chileno
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	CABO LEONES	Dólar Estadounidense

Aquellas filiales con moneda funcional distinta a la de la Sociedad se convierten según lo indicado en la Nota 2.4.

2.7. Bases de conversión moneda extranjera

Las transacciones en una moneda distinta de la moneda funcional se consideran transacciones en moneda extranjera. Las operaciones que realiza cada Sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Las diferencias entre el tipo de cambio contabilizado y el que está vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el Estado Consolidado o de Resultados Integrales.

Asimismo, al cierre de cada año, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de cada Sociedad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el Estado Consolidado de Resultados Integrales.

Los activos y pasivos denominados en moneda extranjera o en unidades reajustables (Unidades de Fomento (UF)), son convertidos a los tipos de cambio a valores vigentes a la fecha de cierre de los Estados Financieros Consolidados, según el siguiente detalle:

Moneda extranjera y reajutable	Nombre abreviado	31/12/2025	31/12/2024
		\$	\$
Dólar Estadounidense	USD	907,13	996,46
Unidad de Fomento	UF	39.727,96	38.416,69

2.8. Compensación de saldos y transacciones

Como norma general, en los Estados Financieros Consolidados no se compensan ni los activos ni los pasivos, ni los ingresos ni los gastos, salvo aquellos casos en que la compensación sea requerida o esté permitida bajo NIIF y esta presentación sea el reflejo del fondo de la transacción.

2.9. Propiedades, planta y equipo

Los bienes de Propiedades, planta y equipo son registrados al costo de adquisición, menos la depreciación acumulada y pérdidas por deterioros acumuladas.

Adicionalmente al precio pagado por la adquisición o construcción de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los costos financieros devengados durante el periodo 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, como por ejemplo: instalaciones de transmisión. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad o la matriz del Grupo.
- El monto activado y la tasa de capitalización son los siguientes:

Costos por préstamos capitalizados	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados (ver nota 29)	7.371.424	7.893.292
Tasa de capitalización de costos moneda funcional CLP	3,66%	3,19%
Tasa de capitalización de costos moneda funcional USD	3,00%	3,00%

- Costos de personal relacionados directamente con las obras en curso, ascendieron a M\$12.015.422 por el año terminado al 31 de diciembre de 2025 y a M\$9.122.638 por el año terminado al 31 de diciembre de 2024 (ver nota 25).
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad y sus filiales deberán hacer frente, en relación con la obligación de cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por cierre. La Sociedad y sus filiales revisan anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

Las obras en curso se traspasan a activos en operación una vez finalizado el período de prueba cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su depreciación.

Los costos de ampliación o mejoramiento sustancial de estructuras, instalaciones o equipos existentes corresponden a la sustitución o el mejoramiento de partes, pero sin reemplazar la totalidad del bien, y que tiene como resultado la ampliación de la vida útil, el incremento de la capacidad, la disminución de los costos operacionales o el incremento del valor a través de los beneficios que el bien puede aportar son incorporados como mayor costo del bien. También se incluyen en estos costos aquellas exigencias de la autoridad o compromisos tomados por la Sociedad y sus filiales, que de no concretarse no permitirían el uso del activo.

Los costos posteriores (reemplazo de componentes, mejoras, ampliaciones o crecimientos) se incluyen en el valor del activo inicial o se reconocen como un activo separado. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente.

El resto de las reparaciones y mantenciones que no cumplan con lo mencionado anteriormente se cargan en el Estado Consolidado de Resultados Integrales del ejercicio en que se incurrir.

La depreciación es determinada, aplicando el método lineal, sobre el costo de los activos menos su valor residual, entendiéndose que los terrenos sobre los que se encuentran construidos los edificios y otras construcciones se considera tienen una vida útil indefinida y que, por tanto, no son objeto de depreciación.

La Sociedad y sus filiales deprecian sus propiedades, planta y equipo desde el momento en que los bienes están en condiciones de uso.

A continuación, se presentan los principales períodos de vida útil utilizados para la depreciación de los activos:

Propiedades, planta y equipo	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificios	40 - 80
Plantas y equipos:	
Líneas y redes	30 - 44
Transformadores	44
Medidores	20 - 40
Subestaciones	20 - 60
Sistema de generación	25 - 50
Equipamiento de tecnologías de la información:	
Hardware	5
Instalaciones fijas y accesorios:	
Muebles y equipos de oficina	10
Vehículos	7
Otros equipos y herramientas	10

Para la explotación del sistema eléctrico de distribución, las sociedades tienen concesiones de distribución de electricidad que son otorgadas por la Autoridad Reguladora Chilena y no tienen fecha de expiración, por lo que se consideran de carácter indefinido.

2.10. Activos intangibles

2.10.1. Plusvalía comprada

La plusvalía se mide como el exceso de la suma de la contraprestación transferida, el importe de cualquier interés no controlador en la adquirida y el valor razonable de la participación accionaria previamente mantenida por el adquirente en la adquirida (si la hubiera), sobre el valor neto a la fecha de adquisición de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos. Si, tras una reevaluación, el valor neto a la fecha de adquisición de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos excede la suma de la contraprestación transferida, el importe de cualquier interés no controlador en la adquirida y el valor razonable de la participación previamente mantenida por el adquirente en la adquirida (si la hubiera), el exceso se reconoce inmediatamente en resultados como una ganancia por compra ventajosa.

La plusvalía no se amortiza, pero se revisa para detectar deterioro al menos una vez al año. Para efectos de la prueba de deterioro, la plusvalía se asigna a cada una de las unidades generadoras de efectivo del grupo (o grupos de unidades generadoras de efectivo) que se espera se beneficien de las sinergias de la combinación. Las unidades generadoras de efectivo a las que se ha asignado la plusvalía se someten a pruebas de deterioro anualmente, o con mayor frecuencia si existe algún indicio de que la unidad podría estar deteriorada. Si el importe recuperable de la unidad generadora de efectivo es inferior al importe en libros de la unidad, la pérdida por deterioro se asigna primero para reducir el importe en libros de cualquier plusvalía asignada a la unidad y luego al resto de los activos de la unidad de manera proporcional al importe en libros de cada activo en la unidad. Una pérdida por deterioro reconocida en la plusvalía no se revierte en periodos posteriores (Nota 2.11).

En la enajenación de una unidad generadora de efectivo, el importe atribuible de la plusvalía se incluye en la determinación de la ganancia o pérdida en la enajenación.

2.10.2. Servidumbres y Derechos de agua

Estos activos intangibles corresponden a servidumbres de paso y se reconocen inicialmente a su costo de adquisición. Los activos con vida útil definida se amortizan sistemáticamente durante su vida útil estimada, mientras que los activos con vida útil indefinida no se amortizan. Todos los activos están sujetos a pruebas de deterioro según corresponda.

2.10.3. Programas informáticos

Estos activos intangibles corresponden a aplicaciones informáticas y su reconocimiento contable se realiza inicialmente a su costo de adquisición y, posteriormente, se valorizan a su costo menos las amortizaciones y pérdidas por deterioro, que en su caso hayan experimentado. Estos activos se amortizan en su vida útil que varía entre cuatro y seis años.

2.10.4. Costos de investigación y desarrollo

Los costos de investigación se reconocen como un gasto en el ejercicio en que se incurren. Los costos incurridos en proyectos de desarrollo se reconocen como activo intangible cuando se cumplen los criterios de reconocimiento:

- Técnicamente, es posible completar la producción del activo intangible de forma que pueda estar disponible para su utilización o su venta;
- La administración tiene intención de completar el activo intangible en cuestión, para usarlo o venderlo;
- Existe la capacidad para utilizar o vender el activo intangible;
- Es posible demostrar la forma en que el activo intangible vaya a generar probables beneficios económicos en el futuro;
- Existe disponibilidad de los adecuados recursos técnicos, financieros o de otro tipo, para completar el desarrollo y para utilizar o vender el activo intangible; y
- Es posible valorar, de forma fiable, el desembolso atribuible al activo intangible durante su desarrollo.

Otros costos de desarrollo se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos de desarrollo previamente reconocidos como un costo en resultado no se reconocen como un activo en un ejercicio o período posterior.

La Sociedad y sus filiales se encuentran trabajando en la búsqueda de soluciones tecnológicas que le permitan entre otras una interacción remota con sus clientes y equipos de la red a modo de facilitar la gestión energética, calidad del servicio y productos entregados a sus usuarios, además de otros proyectos de ERNC de generación híbrida en Sistemas Aislados.

Respecto a los proyectos descritos anteriormente, la Sociedad y sus filiales no han registrado gastos de investigación, de haberlos se contabilizan con cargo al Estado Consolidado de Resultados Integrales.

2.11. Deterioro de activos no financieros

En cada fecha de presentación, la Sociedad revisa los valores en libros de su propiedad, planta y equipo y activos intangibles de vida útil definida para determinar si existe algún indicio de que dichos activos hayan sufrido una pérdida por deterioro. Si existe tal indicio, se estima el importe recuperable del activo para determinar el alcance de la pérdida por deterioro (si la hubiere). Cuando el activo no genera flujos de efectivo independientes de otros activos, la Sociedad estima el importe recuperable de la unidad generadora de efectivo a la que pertenece el activo. Cuando se puede identificar una base de asignación razonable y consistente, los activos corporativos también se asignan a unidades generadoras de efectivo individuales o, de lo contrario, se asignan al grupo más pequeño de unidades generadoras de efectivo para el cual se puede identificar una base de asignación razonable y consistente.

La plusvalía y los activos intangibles con una vida útil indefinida se someten a pruebas de deterioro al menos una vez al año y siempre que exista un indicio al final del año sobre el que se informa que el activo puede estar deteriorado.

El importe recuperable es el mayor entre el valor razonable menos los costos de disposición y el valor en uso. Al evaluar el valor en uso, los flujos de efectivo futuros estimados se descuentan a su valor presente utilizando una tasa de descuento antes de impuestos que refleja las evaluaciones actuales del mercado del valor del dinero en el tiempo y los riesgos específicos del activo para el cual se calculan los flujos de efectivo futuros.

Si se estima que el importe recuperable de un activo (o unidad generadora de efectivo) es menor que su valor libro, el valor libro del activo (o unidad generadora de efectivo) se reduce a su importe recuperable. Una pérdida por deterioro se reconoce inmediatamente en resultados.

Cuando una pérdida por deterioro se reversa posteriormente (como resultado de cualquier evento definido en la NIC 36), el valor libro del activo (o unidad generadora de efectivo) se incrementa a la estimación revisada de su importe recuperable, pero de manera que el valor libro incrementado no exceda el valor libro que se habría determinado si no se hubiera reconocido una pérdida por deterioro para el activo (o unidad generadora de efectivo) en periodos anteriores. Un reverso de una pérdida por deterioro se reconoce inmediatamente en resultados en la medida en que elimina la pérdida por deterioro previamente reconocida para el activo en ejercicios anteriores.

La Sociedad y sus filiales, en base al resultado de las pruebas de deterioro anuales, considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos al 31 de diciembre de 2025 y 2024.

2.12. Arrendamientos

2.12.1. Sociedad actúa como arrendatario:

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

Al comienzo del arrendamiento se registra en el Estado Consolidado de Situación Financiera un activo por el derecho de uso y un pasivo por arrendamiento.

La Sociedad y sus filiales reconocen inicialmente los activos por derecho de uso al costo. El costo de los activos por derecho de uso comprende: i) importe de la medición inicial del pasivo por arrendamiento; ii) los pagos por arrendamiento realizados; iii) los costos directos iniciales incurridos; y iv) la estimación de los costos por desmantelamiento o restauración.

Posteriormente, el activo por derecho de uso se mide al costo, ajustado por cualquiera nueva medición del pasivo por arrendamiento, menos la depreciación acumulada y las pérdidas acumuladas por pérdidas por deterioro.

El activo por derecho de uso se deprecia en los mismos términos que el resto de los activos depreciables similares, si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se deprecia en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento.

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

Después de la fecha de inicio, el pasivo por arrendamiento se incrementa para reflejar la acumulación de intereses y se reduce por los pagos por arrendamiento realizados. Además, el valor en libros del pasivo se vuelve a medir si existe una modificación en los términos del arrendamiento (cambios en el plazo, en el importe de los pagos o en la evaluación de una opción de comprar o cambio en los importes a pagar). El gasto por intereses se reconoce como gasto y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el período de arrendamiento, de forma que se aplica una tasa de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo pendiente del pasivo por arrendamiento.

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

2.12.2. Sociedad actúa como arrendador:

Cuando la Sociedad y sus filiales actúan como arrendador, clasifican 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 operativos.

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

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

2.13. Instrumentos financieros

Los activos y los pasivos financieros se reconocen en el Estado Consolidado de Situación Financiera de la Sociedad y sus filiales cuando éste pasa a ser parte de las disposiciones contractuales del instrumento.

Los activos y pasivos financieros se miden inicialmente a valor razonable, excepto en el caso de las cuentas por cobrar comerciales que no tienen un componente de financiación significativo y se miden al precio de transacción (Ver nota 23 de ingresos). Los costos de la transacción directamente atribuibles a la adquisición o emisión de activos financieros y pasivos financieros (distintos de los activos financieros y pasivos financieros a valor razonable a través de resultados) se suman o se deducen del valor razonable de los activos financieros o pasivos financieros, según proceda, en el reconocimiento inicial. Los costos de transacción directamente atribuibles a la adquisición de activos financieros o pasivos financieros a valor razonable a través de ganancias o pérdidas se reconocen inmediatamente en el Estado Consolidado de Resultados Integrales.

2.13.1. Activos Financieros

Todas las compras o ventas regulares de activos financieros son reconocidas y dadas de baja en base a una fecha comercial. Las compras o ventas regulares son compras o ventas de activos financieros que requieren la entrega de activos dentro del plazo establecido por la regulación o convención en el mercado.

Todos los activos financieros reconocidos se miden posteriormente en su totalidad, ya sea al costo amortizado o al valor razonable, dependiendo de la clasificación de los activos financieros.

a) Clasificación y medición inicial de los activos financieros.

Los criterios de clasificación y medición corresponden a los siguientes:

i. Instrumento de deuda a costo amortizado:

- El activo financiero se mantiene dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es mantener activos financieros para recaudar flujos de efectivo contractuales; y
- Las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar en fechas específicas a flujos de efectivo que son únicamente pagos de capital e intereses sobre el monto principal pendiente.

ii. Instrumento de deuda a valor razonable con cambios en otros resultados integrales (VRCCORI):

- El activo financiero se mantiene dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo se logra tanto recogiendo flujos de efectivo contractuales como vendiendo los activos financieros; y
- Las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar en fechas específicas a flujos de efectivo que son únicamente pagos de capital e intereses sobre el importe principal pendiente.

iii. Valor razonable con cambios en resultados integrales (VRCCRI):

Por defecto, todos los demás activos financieros se miden posteriormente a valor razonable con cambios en resultados integrales (VRCCRI).

- El Grupo puede elegir irrevocablemente presentar cambios posteriores en el valor razonable de una inversión en acciones en otros resultados integrales si se cumplen ciertos criterios; y
- El Grupo puede designar irrevocablemente una inversión de deuda que cumpla con los criterios de costo amortizado o VRCCORI medidos en VRCCRI si al hacerlo se elimina o reduce significativamente un ajuste contable.

b) Medición posterior de los activos financieros

Los activos financieros se miden después de su adquisición basándose en su clasificación de la siguiente manera:

- En el caso de los activos financieros inicialmente reconocidos a costo amortizado, se miden utilizando el método de la tasa de interés efectiva, que une las futuras recaudaciones de efectivo estimadas durante la vida esperada del activo financiero.
- Los activos financieros reconocidos a valor razonable con cambios en otros ingresos integrales se miden posteriormente a valor razonable. Los ingresos por intereses se calculan utilizando el método de la tasa de interés efectiva, las ganancias y pérdidas por diferencias de tipo de cambio y el deterioro se reconocen en el Estado Consolidado de Resultados Integrales. Otras ganancias y pérdidas netas se reconocen en el Estado Consolidado de Resultados Integrales. Al dar de baja los activos, las ganancias y pérdidas acumuladas en otros resultados integrales se reclasifican a los resultados del año.

En relación con los activos financieros inicialmente reconocidos a valor razonable con cambios en resultados integrales, estos se miden posteriormente a valor razonable. Las ganancias o pérdidas netas, incluidos los intereses o los ingresos por dividendos, se reconocen en el resultado del año. Estos activos financieros se mantienen para su negociación y se adquieren con el fin de venderlos a corto plazo. Los activos financieros de esta categoría se clasifican como otros activos financieros corrientes.

c) Deterioro de activos financieros no derivados

Para las cuentas por cobrar comerciales, cuentas por cobrar por arrendamientos financieros y los activos contractuales, la Sociedad y sus filiales han aplicado el enfoque simplificado para medir la pérdida esperada de crédito (ECL).

Cuando hay información confiable que indica que la contraparte se encuentra en graves dificultades financieras y no hay perspectivas realistas de recuperación, por ejemplo, cuando la contraparte se ha puesto en liquidación o ha iniciado un procedimiento de quiebra, o en el caso de cuentas por cobrar comerciales, cuando los montos se hayan considerado incobrables, se registrará un castigo. Antes del castigo, se han ejecutado todos los medios prudenciales de cobro.

Los deudores comerciales son usuarios de los sistemas de transmisión y clientes por distribución asociados a las filiales de distribución de energía.

En relación con los préstamos con partes relacionadas, la Administración no ha reconocido una provisión por incobrables, ya que, los préstamos con partes relacionadas se consideran de bajo riesgo crediticio.

2.13.2. Pasivos financieros

Los pasivos financieros se clasifican como (i) a costo amortizado o (ii) a valor razonable con cambios en resultados integrales.

El Grupo mantiene los siguientes pasivos financieros en su Estado Consolidado de Situación Financiera, clasificados como se describe a continuación:

a) Cuentas por pagar comerciales:

Las obligaciones con los proveedores se reconocen inicialmente a su valor razonable, siendo éste el valor a pagar, y posteriormente se valoran a costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

b) Obligaciones con bancos e instituciones financieras:

Las obligaciones con los bancos y las instituciones financieras se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos incurridos en la transacción.

Posteriormente, se valoran a costo amortizado. Cualquier diferencia entre los fondos obtenidos (neto de los costos necesarios para obtenerlos) y el valor de reembolso se reconoce en el Estado Consolidado de Resultados Integrales a lo largo de la vida de la deuda de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

2.13.3. Efectivo y efectivo equivalentes

Bajo este rubro del Estado Consolidado de Situación Financiera se registra el efectivo en saldos en bancos, caja y otras inversiones a corto plazo de alta liquidez que son rápidamente convertibles en caja, con vencimiento de hasta tres meses y que tienen un bajo riesgo de cambios de su valor. En el Estado Consolidado de Situación Financiera, los sobregiros bancarios, de haberlos se clasifican en el pasivo corriente.

2.13.4. Instrumentos de patrimonio

Un instrumento de patrimonio es cualquier contrato que ponga de manifiesto una participación residual en los activos de una entidad una vez deducidos todos sus pasivos. Los instrumentos de patrimonio emitidos por la Sociedad se registran al monto de la contraprestación recibida, netos los costos directos de emisión. Actualmente la Sociedad sólo tiene emitidas acciones ordinarias serie A y serie B.

2.14. Inventarios

Los inventarios se presentan al menor entre el costo y el valor neto realizable. El costo comprende los materiales directos y, cuando corresponde, los costos de mano de obra directa y aquellos gastos generales que se hayan incurrido para llevar los inventarios a su ubicación y condición actuales. El costo se calcula utilizando el método de costo promedio ponderado. El valor neto realizable representa el precio estimado de venta menos todos los costos estimados de terminación y los costos estimados necesarios para efectuar la venta.

2.15. Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.15.1. Ingresos diferidos

En este rubro se incluyen, fundamentalmente, emisiones de documentos o pagos recibidos de clientes por servicios, que según contrato estipulan pagos anticipados. Estos montos se registran como ingresos diferidos en el pasivo del Estado Consolidado de Situación Financiera y se imputan a resultados en el rubro “Ingresos de actividades ordinarias” del Estado Consolidado de Resultados Integrales en la medida que se devenga el servicio.

En el rubro “Otros pasivos No financieros No corrientes”, se ha incluido el pago anticipado por contratos de peajes de largo plazo con terceros, por el uso de activos de transmisión zonal, que las filiales de la Sociedad deben construir. Una vez finalizada la construcción del activo e iniciado el servicio de peajes por el uso del activo, se da comienzo al reconocimiento de respectivo ingreso en los resultados de las filiales de la Sociedad con cargo al pasivo registrado como pasivo por ingreso diferido, en la proporción al servicio prestado y sobre el plazo de duración del contrato.

2.15.2. Subvenciones estatales

Las subvenciones gubernamentales se reconocen por su valor razonable cuando hay una seguridad razonable de que la subvención se cobrará y la Sociedad y filiales cumplirán con todas las condiciones establecidas.

Las subvenciones estatales relacionadas con activos, se deducen del valor libro al cual se ha contabilizado el activo correspondiente y se reconocen en el Estado Consolidado de Resultados Integrales durante la vida útil del activo depreciable como un menor cargo por depreciación.

2.15.3. Obras en construcción para terceros

Las obras en construcción para terceros corresponden a obras eléctricas que construye la entidad y son facturadas y/o cobradas por anticipado a terceros, distintos de subvenciones gubernamentales. Estas generan al inicio un pasivo y una cuenta por cobrar equivalente. En la medida que se avanza en la construcción de la obra se disminuye el pasivo correspondiente hasta el término de la construcción. La utilidad es reconocida en proporción al grado de avance.

La Sociedad y sus filiales miden el grado de avance diferenciando según el presupuesto total de la obra (entre mayores o menores a los M\$50.000, en el caso de la filial INNOVA, M\$25.000). Para trabajos bajo este monto el grado de avance se determina en relación al costo incurrido en el proyecto, por sobre este monto, el avance se medirá de acuerdo a informes técnicos de avance.

Se consideran transacciones similares aquellas obras sobre M\$50.000 por reunir las siguientes características:

- Proyectos de recambio masivo de luminarias en sistema de alumbrado público, licitados a través de Mercado Público, cuyo financiamiento puede provenir tanto del Ministerio de Energía, Gobierno Regional o la Agencia Chilena de Eficiencia Energética (ACHEE).
- Proyectos relacionados con eficiencia energética, principalmente sistemas fotovoltaicos, licitados a través de mercado público también con financiamiento del ministerio de energía o gobierno regional.
- Proyectos a clientes (preferentemente constructoras) relacionadas con electrificación de loteos tanto aéreos como subterráneos.

2.16. Provisiones

Las provisiones se reconocen cuando la Sociedad y sus filiales tienen una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un hecho pasado, es probable que deban liquidar dicha obligación y puede hacerse una estimación fiable del importe de la obligación.

El importe reconocido como provisión es la mejor estimación del desembolso necesario para liquidar la obligación presente en la fecha de reporte, considerando los riesgos e incertidumbres asociados a la obligación. Cuando una provisión se mide utilizando los flujos de efectivo estimados para liquidar la obligación presente, su importe en libros corresponde al valor presente de dichos flujos de efectivo (cuando el efecto del valor temporal del dinero es significativo).

Cuando se espera que algunos o todos los beneficios económicos necesarios para liquidar una provisión sean recuperados de un tercero, se reconoce un derecho a cobrar como activo si es prácticamente cierto que se recibirá el reembolso y si el importe puede medirse de manera fiable.

2.17. Beneficios a los empleados

- Beneficios a los empleados a corto plazo, y otros beneficios de largo plazo

Se reconoce un pasivo por los beneficios devengados por los empleados en concepto de sueldos y salarios, vacaciones anuales y licencias por enfermedad en el ejercicio en que se presta el servicio correspondiente, por el importe no descontado de los beneficios que se espera pagar a cambio de dicho servicio.

Los pasivos reconocidos en relación con los beneficios a corto plazo para empleados se miden al importe no descontado de los beneficios que se espera pagar a cambio del servicio correspondiente.

Los pasivos reconocidos en relación con otros beneficios a largo plazo para empleados se miden al valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados que se espera desembolsar por parte del grupo en relación con los servicios prestados por los empleados hasta la fecha de reporte.

- Indemnizaciones por años de servicio

Las condiciones de empleo estipulan el pago de una indemnización por años de servicio cuando un contrato de trabajo llega a su fin. Esto corresponde al pago de una proporción del sueldo base (0,9) multiplicada por cada año de servicio, siempre y cuando el trabajador tenga más de 10 años de antigüedad.

Para los planes de retiro de beneficio definido, el costo de proporcionar los beneficios se determina utilizando el método de la unidad de crédito proyectada, con valoraciones actuariales realizadas al final de cada período anual de reporte. Las revaluaciones, que comprenden las ganancias y pérdidas actuariales, se reconocen inmediatamente en el Estado Consolidado de Situación Financiera con un cargo o abono en otro resultado integral en el período en que ocurren. Las revaluaciones reconocidas en otro resultado integral no se reclasifican posteriormente.

La Sociedad y sus filiales utilizan supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Dicha expectativa, al igual que los supuestos, son establecidos en conjunto con un actuario externo. Estos supuestos incluyen una tasa de descuento (nominal) de 5,37% anual al 31 de diciembre de 2025 y 5,32% anual al 31 de diciembre de 2024, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

El importe total de los pasivos actuariales devengados al cierre del año se presenta en el rubro Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados.

2.18. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el Estado Consolidado de Situación Financiera adjunto los saldos se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, y como no corrientes los de vencimiento superior a dicho período.

En el caso que existieran obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo esté asegurado a discreción de la Sociedad y de sus filiales, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se podrían clasificar como pasivos no corrientes.

2.19. Impuesto a las ganancias

Impuesto a las ganancias

El impuesto corriente a pagar se basa en la utilidad tributaria del ejercicio. La utilidad tributaria difiere de la utilidad neta reportada en el estado de resultados, ya que excluye partidas de ingresos o gastos que son gravables o deducibles en otros ejercicios y también excluye partidas que nunca son gravables o deducibles. La obligación de la Sociedad por impuesto corriente a las ganancias se calcula utilizando las tasas impositivas que hayan sido promulgadas o sustancialmente promulgadas al final del período de reporte.

Se reconoce una provisión para aquellos asuntos cuya determinación fiscal es incierta, pero se considera probable que habrá una salida futura de fondos hacia una autoridad fiscal. Las provisiones se miden por la mejor estimación del importe que se espera pagar. La evaluación se basa en el juicio de los expertos tributarios de la Sociedad y sus filiales, respaldado por la experiencia previa en este tipo de asuntos y, en ciertos casos, por asesoría tributaria independiente especializada.

Impuestos diferidos

El impuesto diferido es el impuesto que se espera pagar o recuperar por las diferencias entre los valores en libros de los activos y pasivos en los estados financieros y sus bases tributarias correspondientes utilizadas para determinar la utilidad tributaria, y se contabiliza utilizando el método del pasivo. Generalmente, se reconocen pasivos por impuestos diferidos por todas las diferencias temporarias imponibles, y se reconocen activos por impuestos diferidos en la medida en que sea probable que existan utilidades tributarias futuras contra las cuales puedan utilizarse dichas diferencias temporarias deducibles. Estos activos y pasivos no se reconocen si la diferencia temporaria surge del reconocimiento inicial (excepto en una combinación de negocios o en transacciones que generan diferencias temporarias imponibles y deducibles iguales) de otros activos y pasivos en una transacción que no afecta ni la utilidad tributaria ni la utilidad contable. Además, no se reconoce un pasivo por impuesto diferido si la diferencia temporaria surge del reconocimiento inicial de una plusvalía.

El importe en libros de los activos por impuestos diferidos se revisa en cada fecha de reporte y se reduce en la medida en que ya no sea probable que existan suficientes utilidades tributarias futuras que permitan recuperar total o parcialmente dicho activo.

La medición de los pasivos y activos por impuestos diferidos refleja las consecuencias fiscales que se derivarían de la forma en que la Sociedad y sus filiales esperan, al final del período de reporte, recuperar o liquidar el importe en libros de sus activos y pasivos.

La Sociedad se encuentra bajo el “Régimen Parcialmente Integrado”, y su tasa del impuesto a la renta de la primera categoría es 27%.

2.20. Reconocimiento de ingresos y costos

La Sociedad y sus filiales consideran como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el año, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al término del año. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación.

La sociedad y sus filiales reconocen ingresos de las siguientes fuentes principales:

- Venta de energía
- Transmisión
- Generación y Comercialización
- Ingresos por venta al detalle de productos y servicios
- Ingresos por construcción de obras a terceros
- Ingresos por intereses

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

(i) Venta de Energía:

Los contratos de la Sociedad y sus filiales con clientes para la venta de energía incluyen una obligación de desempeño, por lo que el ingreso por ventas de electricidad se registra en base a la energía suministrada sea que esta se encuentre facturada o estimada a la fecha de los presentes Estados Financieros Consolidados.

Los ingresos por venta de energía son reconocidos a lo largo del tiempo.

(ii) Transmisión:

Los ingresos por servicios de transmisión regulada se registran en base a la valoración de las instalaciones (VATT), de acuerdo a lo establecido en los decretos de valorización y adjudicación. Los ingresos por servicios de Transmisión dedicada se obtienen a partir de lo convenido en los contratos privados de transporte celebrados entre este tipo de usuarios y el propietario de éstas, y normalmente su precio se establece mediante el cálculo del AVI + COMA determinado de mutuo acuerdo entre las partes.

(iii) Generación y Comercialización:

Los ingresos de las ventas de energía eléctrica y potencia, como los ingresos por comercialización de energía eléctrica y potencia se registran sobre la base de entrega física a los distintos clientes, ya sea que estas se encuentren facturados o estimadas constituyen una obligación de desempeño. Los ingresos por Generación y Comercialización son reconocidos en un punto del tiempo.

(iv) Ingresos por venta al detalle de productos y servicios:

Los ingresos por venta de productos de hogar, materiales y equipos son reconocidos cuando los riesgos y beneficios significativos de los bienes han sido traspasados al comprador, la obligación de desempeño se satisface cuando se ha traspasado el control del bien al cliente. El traspaso del bien para la venta de productos ocurre en el punto de venta, donde el cliente obtiene físicamente el bien y momento donde también ocurre la facturación. Los ingresos por venta al detalle de productos y servicios son reconocidos en un punto del tiempo.

Los ingresos son medidos al valor razonable del pago recibido, excluyendo descuentos, rebajas e impuestos a la venta.

(v) Ingresos por construcción de obras a terceros: (se reconocen y se miden según lo indicado en Nota 2.15.3).

Los ingresos por la construcción de obras a terceros corresponden a obras eléctricas que construye la entidad y son facturadas y/o cobradas por anticipado a terceros, distintos de subvenciones gubernamentales. Estas generan al inicio un pasivo y una cuenta por cobrar equivalente. En la medida que se avanza en la construcción de la obra se disminuye el pasivo correspondiente hasta el término de la construcción. Los ingresos por construcción de obras a terceros son reconocidos a lo largo del tiempo.

(vi) Ingresos por intereses:

Los ingresos por intereses se contabilizan considerando la tasa de interés efectiva aplicable al principal pendiente de amortizar durante el año de devengo correspondiente. Los ingresos por intereses son reconocidos a lo largo del tiempo.

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

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

2.21. Dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como un pasivo en base devengada al cierre de cada ejercicio en los Estados Financieros Consolidados de la Sociedad en función de la política de dividendos acordada por la Junta o los estatutos, que a la fecha corresponde a lo menos al mínimo obligatorio establecido en el artículo N°79 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas. La Junta de Accionistas es soberana de cambiar el valor indicado, lo que no necesariamente aplica para los próximos años.

Para el cálculo de la utilidad líquida distribuable la Sociedad no aplicará ajustes al ítem “Ganancia (pérdida), del Estado Consolidado de Resultados Integrales. Dado lo anterior se tomarán como base los valores de dicho ítem, menos las pérdidas acumuladas, si existieran, y sobre este resultado se deducirán los dividendos distribuidos y que se distribuyan con cargo al resultado del año. Los ajustes de primera adopción a NIIF, no formarán parte de este cálculo en la medida que no se realicen.

2.22. Estado de flujos de efectivo

El Estado Consolidado de Flujos de Efectivo recoge los movimientos de efectivo y efectivo equivalente realizados durante el año, determinados por el método directo. En estos estados consolidados de flujos de efectivo se utilizan las siguientes expresiones:

- **Flujos de efectivo:** Entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por estos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- **Actividades de operación:** Son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de la Sociedad y sus filiales, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.
- **Actividades de inversión:** Son las actividades relacionadas con la adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- **Actividades de financiamiento:** Son las actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos de carácter financiero.

2.23. Nuevos pronunciamientos contables

a) Las siguientes Enmiendas a NIIF han sido adoptadas en estos Estados Financieros Consolidados:

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Falta de Intercambiabilidad (enmiendas a NIC 21)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2025
Modificaciones a las normas de sostenibilidad (SASB) para mejorar su aplicabilidad internacional	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2025

La aplicación de estas Enmiendas no ha tenido un efecto significativo en los montos reportados en estos Estados Financieros Consolidados, sin embargo, podrían afectar la contabilización de futuras transacciones o acuerdos.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva aún no vigentes:

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados, los siguientes pronunciamientos habían sido emitidos por el IASB, pero no eran de aplicación obligatoria.

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 18, Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2027
NIIF 19, Subsidiarias Sin Obligación Pública de Rendir Cuentas: Información a Revelar	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2027
Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Modificaciones a la Clasificación y Medición de Instrumentos Financieros (enmiendas a NIIF 9 y NIIF 7)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2026
Mejoras Anuales a las Normas IFRS, Volumen 11 (enmiendas a NIIF 1, NIIF 7, NIIF 9, NIIF 10 y NIC 7)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2026
Contratos de electricidad dependientes de la naturaleza (enmiendas a NIIF 9 y NIIF 7)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2026
Enmiendas a las revelaciones de emisiones de gases de efecto invernadero (enmiendas a NIIF 52)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2027

La Sociedad y sus filiales se encuentran evaluando el impacto de la adopción de las nuevas normas y enmiendas a las normas.

3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

El sector eléctrico chileno contempla las actividades de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, las que son desarrolladas por el sector privado, cumpliendo el Estado una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria. Lo anterior se traduce en que las empresas tienen capacidad de decisión respecto de sus inversiones, la comercialización de sus servicios y la operación de sus instalaciones, siendo, por tanto, responsables de la calidad del servicio otorgado en cada segmento, según lo estipule el marco regulatorio del sector.

En sistemas con una capacidad instalada igual o superior a 200 MW los actores del sector eléctrico operan coordinadamente, y dicha coordinación está a cargo del Coordinador Eléctrico Nacional ("CEN").

En Chile, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) cubre la zona entre Arica y Chiloé. Por otro lado, existen varios sistemas medianos (SSMM) operados por empresas integradas verticalmente, (entre ellas las filiales SAESA y Edelaysen), cuya capacidad instalada de generación es inferior a los 200 MW, pero superior a los 1.500 KW, y que atienden consumos en las regiones de Los Lagos, Aysén y Magallanes.

3.1. Generación eléctrica

La generación eléctrica es una actividad caracterizada por la libre participación y no obligatoriedad de obtener concesiones, salvo para la construcción y operación de centrales hidroeléctricas.

En el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), existen tres mercados principales que se diferencian, tanto en el tipo de clientes como en el tipo de tarifa aplicable a cada uno.

- a) Mercado de los clientes libres:** Corresponde a aquellos clientes con potencia instalada superior a 5 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Los clientes entre 300 kW y 5 MW pueden optar pertenecer al mercado de clientes libres o regulados y, no pueden cambiarse de régimen tarifario durante cuatro años.
- b) Mercado mayorista:** Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.
- c) Mercado de las empresas distribuidoras:** Pertenecen a este segmento todas las transferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de precios (en adelante los "clientes regulados"). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

El precio al que se realizan estas últimas transacciones se obtiene de licitaciones abiertas, transparentes y no discriminatorias, el que se establece por un período máximo de contrato de 20 años. Los precios de compraventa de electricidad de las licitaciones se establecen a nivel de barras nacionales.

Durante el año 2025 se realizaron dos licitaciones de suministro que resultaron adjudicadas exitosamente, ambas a Enel Generación Chile:

- 2025/01: La primera de mediano plazo que busca abastecer el período 2027-2030.
- 2025/02: La primera de corto plazo que busca abastecer déficits de suministro del año 2026.

Independiente del mercado final al que abastezca un generador, las transferencias que se hacen entre los generadores participantes del sistema, se realizan al valor de costo marginal horario de éste. El encargado de realizar estos cálculos es la Gerencia de Mercados del CEN.

Respecto de los Sistemas Medianos, operados por empresas integradas verticalmente, ellos no presentan condiciones de competencia en el mercado de la generación, razón por la cual sus costos de generación y transmisión son determinados en el marco de un Proceso Tarifario realizado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) cada cuatro años. En la actualidad, la operación y explotación de los SSMM de Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes, están en manos de la filial EDELAYSEN, y los de Hornopirén y Cochamó están en manos de la filial SAESA.

El proceso de tarificación de Sistemas Medianos para el período noviembre 2022 – octubre 2026 concluyó en octubre del 2025 con la publicación en el Diario Oficial de los Decretos Tarifarios del Ministerio de Energía (MEN), con vigencia retroactiva desde noviembre 2022, que además incluían por primera vez al Sistema Mediano de Puerto Cisnes. Adicionalmente, a fines del 2025 se dio inicio al proceso de tarificación correspondiente al período noviembre 2026 - octubre 2030.

3.2. Transmisión

Los sistemas de transmisión se califican en tres grupos principales: Transmisión Nacional, Transmisión Zonal y Transmisión Dedicada, siendo los dos primeros de acceso abierto y con tarifas reguladas.

En el caso de la transmisión dedicada, no se puede negar el acceso en caso de que exista capacidad técnica disponible, y los cargos por transporte se rigen por contratos privados entre las partes, a excepción de aquellos destinados al suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, en cuyo caso los cargos son regulados.

La información para definir los peajes es pública en todos los casos. El sistema de cobro de las empresas transmisoras es la suma de un ingreso tarifario más un cargo a los usuarios finales. Este sistema permite a las compañías propietarias de las instalaciones de transmisión recuperar y remunerar sus inversiones en activos de transmisión y recaudar los costos eficientes asociados a la operación de dichos activos. El valor de transmisión puede ser regulado por la Autoridad Regulatoria, determinado en Licitaciones Públicas, o por contratos privados entre las partes.

En septiembre 2025, la CNE finalizó el proceso de homologación de las instalaciones cuya puesta en servicio fue entre los años 2020 y 2023, cuyos valores deberán fijarse mediante Decretos Tarifarios emitidos por el MEN. En este proceso, se valorizaron las instalaciones tomando como referencia los precios, recargos y costos de operación y mantenimiento contenidos en el Decreto MEN 7T del 2022.

Adicionalmente, se encuentra en desarrollo el proceso de valorización de instalaciones con vigencia entre los años 2024 a 2027. Al 31 de diciembre, se está a la espera de los informes de avance N°2 de los consultores que realizan los estudios de Transmisión Nacional y Transmisión Zonal y Dedicado. Una vez terminado los estudios, la CNE debe emitir su Informe Técnico, para ser observado y se sujetó de discrepancias ante el Panel de Expertos, luego de los cual dará origen al respectivo Decreto Tarifario.

3.3. Distribución

De acuerdo a la legislación, se considera distribución a todas las redes eléctricas con un voltaje máximo de 23 kV.

Las compañías dedicadas a la distribución eléctrica operan bajo el sistema de concesiones, que definen los territorios en los cuales cada compañía se obliga a servir a los clientes regulados bajo un régimen de tarifa máxima, conjugado con un modelo de empresa eficiente, fijada por la autoridad regulatoria. Dada las barreras de entrada de la actividad, principalmente debido a las fuertes economías de densidad, las empresas distribuidoras operan con características de monopolio natural.

Cada cuatro años, la CNE fija el Valor Agregado de Distribución (VAD), así como sus fórmulas de indexación, en base a un proceso de clasificación de cada una de las empresas en Áreas Típicas utilizando criterios económicos, tales como densidad de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simula una Empresa Modelo por cada Área Típica, considerando fundamentalmente estándares operacionales y que basan en las características de una Empresa de Referencia. Está en curso el proceso tarifario del cuatrienio 2024-2028.

Con ocasión de cada proceso tarifario del VAD, la CNE debe actualizar los precios de Servicios Asociados a la distribución (SSAA) y las fórmulas tarifarias para el cálculo de Peajes de Distribución. Respecto de los Peajes, en septiembre de 2025 la CNE emitió su Informe Técnico (IT) una vez resuelta la instancia de discrepancias ante el Panel de Expertos. Este IT servirá como insumo para que el MEN dicte el Decreto Tarifario respectivo.

Respecto de los SSAA, en octubre de 2024 la CNE publicó el Informe Técnico de precios a partir del cual las empresas presentaron discrepancias ante el Panel de Expertos y que fueran resueltas el 31 de marzo de 2025. Posteriormente, a principios de julio de 2025, la CNE publicó su Informe Técnico recogiendo el dictamen del Panel que servirá de insumo al MEN para dictar el correspondiente Decreto Tarifario.

Todo cliente, tanto regulado como libre, debe pagar el valor agregado de distribución (VAD) por el uso de las redes.

La distribuidora puede tener los siguientes tipos de servicios:

a) Ventas a Clientes Regulados

Las tarifas que las empresas distribuidoras aplican a los clientes regulados se componen de un precio de nudo, cargo por Transmisión y el VAD.

El Precio de Nudo refleja el costo medio de compra de energía y potencia a las generadoras que se adjudicaron las licitaciones de suministro de electricidad. Este precio es definido semestralmente, en enero y julio, mediante la publicación en el Diario Oficial del Decreto de Precio de Nudo Promedio. El último Decreto de Precio de Nudo Promedio publicado en el Diario Oficial del 8 de julio de 2025, corresponde al segundo semestre del 2025. Hasta fines de 2025 aún se espera la publicación del Decreto de Precios de Nudo Promedio correspondiente al primer semestre del 2026.

Los cargos de transmisión los calcula la CNE en base al valor de los activos de transmisión y una demanda proyectada.

Finalmente, la tarifa incluye el VAD, que refleja el costo de capital de los activos de distribución de una empresa modelo, los costos variables de administración, mantenimiento y operación eficientes, los costos fijos por facturación y atención de clientes, y las pérdidas eficientes.

b) Ventas a Clientes Libres o cobro de peaje

La tarifa cobrada a este tipo de clientes es fijada entre su correspondiente suministrador (que puede ser o no la distribuidora) y el cliente, de acuerdo a condiciones de mercado que incluye el pago por el uso de las redes de distribución a las que se conecten (VAD).

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

Adicionalmente, las empresas distribuidoras reciben ingresos por los servicios asociados al suministro de electricidad o que se presten en mérito de la calidad de concesionario de servicio público ("SSAA"), entre los que se incluyen el arriendo de medidores, y apoyo en poste a empresas de telecomunicaciones como algunos de los más relevantes. Las tarifas por este tipo de servicios son fijadas cada 4 años, se determinan con ocasión de cada nuevo proceso tarifario de VAD.

3.4. Marco regulatorio

3.4.1. Aspectos generales

La industria eléctrica nacional se encuentra regulada desde 1982, principalmente por el Decreto con Fuerza de Ley N°1/82, llamada Ley General Sobre Servicios Eléctricos (LGSE), y la reglamentación orgánica de dicha Ley. La LGSE establece el marco general para la prestación del servicio eléctrico, incluyendo la generación, transmisión, distribución y comercialización. Las regulaciones buscan garantizar la seguridad, eficiencia, continuidad y universalidad del servicio eléctrico, así como promover el desarrollo sustentable del sector y la incorporación de energías limpias.

Desde su publicación se han realizado múltiples modificaciones a la Ley que tuvieron un positivo impacto en el sector incentivando el nivel de inversión y regulando el proceso de obtención de contratos de compra de energía por parte de las distribuidoras para satisfacer el consumo. A continuación, se listan las últimas modificaciones realizadas.

3.4.2. Ley que regula el retiro de líneas aéreas y subterráneas de comunicaciones

El 20 de agosto de 2019 se publicó la Ley N°21.172, modificando la Ley General de Telecomunicaciones. En ella, regula el retiro de líneas aéreas y subterráneas cuando caigan en desuso, estableciendo un tiempo máximo de retiro. En caso de que no lo hagan en plazo, el municipio es responsable de ello, sancionando a la empresa propietaria. Después de años de tramitación, en marzo de 2025 se publicó el Reglamento que permite hacer operativa esta Ley, según Decreto N°176 del 2023, del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, que aprueba plan de gestión y mantención de líneas aéreas y subterráneas de telecomunicaciones, que obligará a las empresas de distribución a mantener un catastro actualizado por el uso de sus redes para el tendido de redes de telecomunicaciones.

3.4.3. Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica

La Ley N° 21.194-19 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21/12/2019 generó cambios en el marco regulatorio principalmente en el proceso tarifario de distribución, que se encuentra actualmente en desarrollo para el proceso de cálculo del VAD para el cuadrienio 2024-2028.

Mediante Resolución Exenta CNE N°176/2020 y sus modificaciones posteriores, se determinó el sentido y alcance de la obligación de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de tener Giro Exclusivo de distribución energía eléctrica, que fuera impuesto en la Ley N°21.194.

De acuerdo con la Ley y la Resolución, las concesionarias de servicio público de distribución que operan en el SEN deben constituirse como sociedades de Giro Exclusivo de distribución y sólo pueden ejercer actividades económicas destinadas a prestar el servicio público de distribución. La Sociedad ya tiene implementadas estas exigencias.

Las exigencias de Giro Exclusivo permiten realizar otros servicios regulados en SSMM, como generación y transmisión, manteniendo un sistema de contabilidad independiente. Por ello, la generación y distribución en los SSMM se mantienen bajo el RUT de la filial EDELAYSEN y/o SAESA, según corresponda.

3.4.4. Ley de estabilización transitoria de precios

Producto de la publicación de la Ley N°21.185 el 02/11/2019 que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas, los precios que las distribuidoras pueden traspasar a sus clientes regulados corresponden a los contenidos en el decreto MEN 20T/2018 de enero 2019, denominado Precio Estabilizado a Cliente Regulado (PEC). Este valor se ajusta por IPC a contar del segundo semestre de 2021 y permanece como techo hasta el 2025, siempre que el saldo a pagar a los generadores no supere los 1.350 millones de dólares. Sin embargo, en junio 2022 se superó el monto del saldo, debiendo entonces traspasarse a cliente final la totalidad de los precios contratados.

Para evitar alzas bruscas a cliente final, se publicó la Ley N°21.472 el 02/08/2022 que crea un Fondo de Estabilización de Tarifas (FET), cofinanciado por aportes del Ministerio de Hacienda y un cargo aplicado a los clientes, diferenciado por nivel de consumo según 3 tramos, y cuya implementación inició en diciembre de 2022.

Con fecha 30 de abril de 2024 se publicó la Ley N°21.667 que modifica diversos cuerpos legales relacionados con la Estabilización Tarifaria del sector eléctrico, permitiendo la implementación del descongelamiento de tarifas de suministro y distribución que se mantenían desde fines del 2019. Adicionalmente, incorpora un subsidio a un grupo de clientes vulnerables, diferencia los precios en 2 tramos de consumo, establece un alza paulatina de los precios según el grupo de consumo e incorpora un nuevo cargo, incluido en el precio de la energía, para pagar los saldos pendientes con los generadores.

3.4.5. Ley N° 21.304 sobre el suministro a clientes electrodependientes

Publicada el 12/01/2021 en el Diario Oficial, sobre suministro de electricidad para personas electrodependientes. Establece la necesidad de asegurarles suministro continuo y el descuento del consumo de los equipos a los que se conecten de forma continua o transitoria y que requieren para compensar la pérdida de una función fundamental del cuerpo y sin la cual estarían en riesgo vital o de secuela funcional severa grave.

Con fecha 09/05/2022 el MEN publicó Reglamento de la Ley, mediante el Decreto Supremo N°65, con las disposiciones más específicas sobre la creación e inscripción en el registro para acceder a los beneficios y las obligaciones de parte de las empresas distribuidoras.

Asimismo, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) ha establecido, mediante diversos instructivos, condiciones y obligaciones más específicas para la atención de clientes electrodependientes.

3.4.6. Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19

Con fecha 5 de agosto de 2020 se promulgó la Ley N°21.249 que dispone, de manera excepcional, las medidas que indica en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red. En ella, se estableció que, durante los 90 días siguientes a su publicación, las empresas proveedoras de dichos servicios no podían cortar el suministro por mora a los usuarios que la propia norma indica, que se consideraron para estos efectos como vulnerables.

Además, se estableció que las deudas que contraigan dichos usuarios con las empresas entre el 18 de marzo de 2020 hasta los 90 días posteriores a la publicación de la Ley se prorrateen en un número de cuotas mensuales iguales y sucesivas que determine el cliente, hasta un máximo de 12, y el comienzo de su cobro se postergó hasta la primera facturación que ocurra una vez que hayan transcurrido los 90 días, sin multas, intereses ni gastos asociados.

La Ley N°21.249 fue modificada por la Ley N°21.340, publicada el 22 de mayo de 2021, que extendió los beneficios hasta el 31 de diciembre de 2021 y aumentó la cantidad de cuotas para prorratear deudas hasta 48.

Con fecha 11 de febrero de 2022 fue publicada en el Diario Oficial la Ley N°21.423, que reguló el prorrateo y pago de deudas por servicios de agua potable y electricidad generados durante la pandemia COVID-19, y estableció subsidios a clientes vulnerables. Esta ley prorrateó en 48 cuotas sin interés y con un límite de 15% de la facturación promedio la deuda contraída durante el período de pandemia (marzo 2020 a diciembre 2021). La cuota ha sido cubierta por un subsidio del Gobierno y la deuda no cubierta por las cuotas se deberá extinguir. El 23 de junio de ese mismo año se publicó la Resolución MEN N°130/2022, que aprobó el procedimiento para el pago de los subsidios. El mecanismo comenzó a operar en agosto 2022 y se espera culminar a principios del 2026 (nota 7).

Respecto de la deuda no cubierta por las cuotas, de acuerdo al Convenio firmado entre cada distribuidora y el MEN, existe una parte no renunciada que la Autoridad deberá reconocer e incluir en los futuros Procesos Tarifarios de VAD, a saber, el del cuatrienio 2024-2028, en curso.

3.4.7. Ley Servicios Sanitarios Rurales

Con fecha 19 de febrero de 2024 se promulgó la Ley N°21.657 que modifica la Ley Eléctrica en materia de Servicios Sanitarios Rurales (SSR). Esta Ley elimina el cobro de potencia a los SSR, reduciendo significativamente su costo del suministro de electricidad. El menor costo de cobro a los SSR será asumido por los demás clientes del SEN.

3.4.8. Ley de Transición Energética

Publicada a fines del año 2024, la Ley N°21.721 agiliza la realización de obras de expansión necesarias y urgentes para el sistema eléctrico, hace más eficientes los procesos de licitación, entrega mecanismos de revisión del valor de inversión (VI) de las Obras de Ampliación.

3.4.9. Norma Técnica de Distribución

Con fecha 18 de diciembre de 2017, se publicó la Norma técnica de calidad de servicio en distribución (NTCS-Dx), la que establece estándares más exigentes de duración y frecuencia de las interrupciones de suministro, niveles de calidad comercial, de calidad de producto y sistemas de medición, monitoreo y control (SMMC). No obstante, estos estándares son exigibles de forma gradual a medida que sus costos se reflejen en las tarifas de distribución. Así, a partir de fines de septiembre de 2018, producto de la publicación del decreto tarifario MEN 5T/2018, se da inicio al período de implementación gradual de las exigencias establecidas en la nueva Norma Técnica.

Dentro de los nuevos estándares, la Norma Técnica define la exigencia de instalar medición inteligente a los clientes finales. Producto de un rechazo de la opinión pública al cambio del medidor y su costo asociado, el Ministerio de Energía anunció (29/04/19) que el cambio a la medición inteligente sería voluntario y que lo cobrado hasta la fecha en la tarifa por este concepto sería ser devuelto por la empresa. A contar del 26 de agosto de 2019 comenzó la devolución de los montos involucrados.

Una nueva versión de la NTCS-Dx fue publicada en abril 2024 mediante RE CNE N°210-24, perfeccionando algunos puntos de la norma publicada el 2017 y modificada el 2019.

3.4.10. Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

La industria eléctrica nacional está regulada fundamentalmente por organismos estatales, dentro de los que destacan la Comisión Nacional de Energía, el Ministerio de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, cuyas funciones corresponden a labores de tipo fiscalizadora, reguladora y coordinadora.

- a) **Comisión Nacional de Energía ("CNE"):** Se encarga fundamentalmente del buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional. Específicamente, la CNE es responsable de diseñar las normas del sector y del cálculo de las tarifas. Adicionalmente, actúa como ente técnico e informa al Panel de Expertos cuando se presentan discrepancias entre los miembros del CEN o cuando se presentan diferencias en los procesos de fijación de precios, entre otras materias.
- b) **Superintendencia de Electricidad y Combustibles ("SEC"):** Organismo descentralizado, encargado de fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas relativas a generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. Adicionalmente, es quien otorga concesiones provisionales y verifica la calidad de los servicios prestados.
- c) **Ministerio de Energía:** Institución creada a partir del año 2010 a cargo de fijar los precios de nudo, peajes de transmisión y transmisión zonal y tarifas de distribución. Además, otorga las concesiones definitivas, previo informe de la SEC. El objetivo general del Ministerio de Energía es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.
- d) **Coordinador Eléctrico Nacional (CEN):** Institución creada en la Ley de Transmisión, quién tiene las siguientes funciones:
 - Preservar la seguridad del servicio;
 - Garantizar la operación a mínimo costo del conjunto de las instalaciones que conforman el sistema;
 - Garantizar el acceso a las instalaciones de transmisión para abastecer los suministros de los clientes finales (distribuidoras o clientes libres).

4. Política de Gestión de Riesgos

La política de gestión de riesgo está orientada a la protección de la Sociedad y sus filiales, sus empleados y su entorno ante situaciones que los puedan afectar negativamente, a través de un Modelo de Gestión Integral de Riesgos alineado con normativas internacionales para la integración de la gestión de riesgos. Esta gestión está liderada por la Alta Administración de la Sociedad, y se realiza tanto a nivel general como para cada uno de los sectores en que participa, considerando las particularidades de cada uno. Para lograr los objetivos, la gestión de riesgos se basa en cubrir todas aquellas exposiciones significativas, siempre y cuando existan instrumentos adecuados y el costo sea razonable.

A continuación, se especifican los riesgos financieros identificados por la Gerencia de Administración y Finanzas del Grupo, para los cuales se han establecido políticas específicas de gestión y mitigación.

4.1. Riesgos financieros

Los riesgos financieros se refieren a la posibilidad de que existan eventos que puedan traer consecuencias financieras negativas. En línea con lo anterior, la Sociedad ha definido una estructura de gestión del riesgo financiero, cuyo proceso está basado en la identificación, análisis, cuantificación, medición y control de cada evento que pudiera impactar los resultados financieros de la compañía.

Los flujos de la Sociedad y sus filiales son generados principalmente por su participación en el negocio eléctrico, con un perfil estable y de largo plazo.

4.1.1. Riesgo de Tipo de cambio

La Sociedad podría verse afectada por las fluctuaciones de monedas dado que las transacciones realizadas están denominadas en dólares estadounidenses y pesos chilenos.

La Sociedad realiza una revisión periódica de sus activos y pasivos financieros y el impacto potencial de las variaciones en el tipo de cambio. Si el impacto pudiera ser significativo, la Sociedad puede contratar derivados para reducir los efectos de estos impactos en línea con su estrategia de cobertura.

Debido a la naturaleza del negocio, la Sociedad y sus filiales realizan operaciones en moneda distinta de su moneda funcional y corresponden principalmente a pagos por la compra de materiales o insumos asociados a proyectos del sistema eléctrico que son comercializados en mercados extranjeros, normalmente en dólares estadounidenses. En caso de que estas operaciones, así como operaciones de financiamiento u otros flujos de caja importantes puedan afectar los resultados de la Sociedad y sus filiales, se evalúa la contratación de instrumentos derivados con el fin de realizar la cobertura en algunos de estos casos.

Aquellas filiales que mantienen su moneda funcional peso están expuestas a variaciones de tipo de cambio de dólar estadounidense a través de sus ingresos, dada la indexación en esta moneda para su tarificación mensual.

Adicionalmente, estas filiales están expuestas a variaciones de tipo de cambio en ciertos egresos en moneda extranjera, principalmente dólar estadounidense.

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad y sus filiales no mantienen instrumentos derivados.

4.1.1.1. Análisis de Sensibilidad

A continuación, se muestra un cuadro comparativo para los años diciembre 2025 y diciembre 2024 y el análisis de sensibilidad con el impacto en resultados por las cuentas monetarias de balances en moneda distinta de su moneda funcional (dólar estadounidense), de Sagesa S.A., SGA, STN, STC, SATT y Cabo Leones S.A., ante una variación positiva o negativa de \$10 en el tipo de cambio:

Sociedad	Nombre abreviado	Situación de balance	Sensibilidad Variación en T/C (±)	31/12/2025		31/12/2024	
				Abono / (Cargo)		Abono / (Cargo)	
				Apreciación del \$	Devaluación del \$	Apreciación del \$	Devaluación del \$
				MM\$	MM\$	MM\$	MM\$
Sagesa Generación S.A.	SAGESA GX	Exceso de pasivos sobre activos	\$10	(236.939)	236.939	(224.483)	224.483
Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	Exceso de pasivos sobre activos	\$10	(32.048)	32.048	(23.576)	23.576
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	STN	Exceso de pasivos sobre activos	\$10	(141.040)	141.040	(94.549)	94.549
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	STC	Exceso de pasivos sobre activos	\$10	(318.506)	318.506	(372.509)	372.509
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	SATT	Exceso de pasivos sobre activos	\$10	(2.334.094)	2.334.094	(1.727.279)	1.727.279
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	CABO LEONES	Exceso de pasivos sobre activos	\$10	(302.614)	302.614	(341.877)	341.877
Totales				(3.365.242)	3.365.242	(2.784.273)	2.784.273

4.1.2. Riesgo Inflacionario

Un porcentaje relevante de los ingresos de la compañía están denominados en pesos chilenos y utilizan como variable de indexación el IPC local.

Las tarifas reguladas se establecen teniendo en cuenta, en su caso, los tipos de cambio (es decir, cuando los suministros se adquieren principalmente en una moneda particular) y el IPC en los Estados Unidos o en otros países. Asimismo, en el caso de clientes libres, los contratos pueden estar denominados en unidades de fomento.

Por otro lado, la sociedad mantiene un porcentaje importante de la deuda denominada en UF. No obstante, la exposición de la Sociedad se encuentra acotada por tener prácticamente la totalidad de los ingresos con alguna fórmula de indexación.

4.1.2.1. Análisis de Sensibilidad

La Sociedad y sus filiales realizaron un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes (préstamos bancarios y bonos) suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir, para los mencionados pasivos la variación positiva de medio punto porcentual en base anual de la UF por el periodo de cierre de estos Estados Financieros Consolidados, con respecto de la variación real de la UF.

El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se produce un aumento en los pasivos de la sociedad de M\$ 2.383.678 al 31 de diciembre de 2025.

El impacto en resultados para el análisis indicado es el siguiente para los ejercicios de diciembre de 2025 y 2024:

Tipo de Deuda	Total Deuda Financiera Reajutable		Variación % aumento UF	Efecto en Resultados	
	31/12/2025	31/12/2024		31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$		M\$	M\$
Deuda en UF (bonos)	899.492.145	798.024.018	0,5%	2.383.678	2.305.001

4.1.3. Tasa de interés

Las fluctuaciones de tasa de interés pueden modificar los flujos futuros de los activos y pasivos que estén referenciados a una tasa de interés variable, así como también, las variaciones de tasa de interés pueden modificar el valor razonable de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés fija.

La Sociedad evalúa constantemente su estructura de deuda y la de sus filiales, gestionando este riesgo poniendo énfasis principalmente en los pasivos financieros. Al 31 de diciembre de 2025, Sociedad mantiene el 100% de la deuda financiera asociada a una tasa de interés fija.

Existe un riesgo de tasas de interés asociado a la rentabilidad de las inversiones de caja, que surgen por las condiciones actuales de mercado en relación con las alzas de inflación y tasas de interés referenciales, tanto locales como extranjeras.

La Administración invierte la caja principalmente en Fondos Mutuos a plazos menores a 30 días con posibilidad de rescates diarios y monitorea de forma diaria los movimientos de tasas que afecten los actuales rendimientos. En caso de ser necesario, la Administración rescata los fondos de forma anticipada y reinvierte a valores de mercado.

4.1.4. Riesgo de liquidez

Los recursos financieros se obtienen principalmente de fuentes propias, deuda tradicional, instrumentos de oferta pública y privada y aportes de capital, manteniendo siempre estructuras estables y asegurando la optimización del uso de los productos más adecuados en el mercado.

La Sociedad mantenía, al 31 de diciembre de 2025, efectivo y equivalentes de efectivo por M\$58.210.162 (M\$70.843.181 al 31 de diciembre de 2024).

Adicionalmente, con el objetivo de mantener una reserva de liquidez, la Matriz cuenta con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo comprometida por un monto total de M\$ 35.000.000 disponible a todo evento para la Sociedad y sus filiales, y de libre disposición hasta febrero del año 2026, con spread máximos acordados. A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de estas Sociedades, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

Al 31 de diciembre de 2025, el 79% de la deuda del Grupo está estructurada con vencimientos de largo plazo, con servicio de deuda anual y/o semestral (principalmente intereses) menores a los flujos proyectados en escenarios conservadores, para no tener riesgos de refinanciación a corto o largo plazo.

A continuación, se muestra el perfil de vencimientos de capital e interés al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

Capital e intereses	31/12/2025								
	Corrientes		No corrientes						Totales
	Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años hasta 10 años	Más de 10 años	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Bonos	25.984.580	49.548.404	57.937.717	53.903.750	108.926.962	114.069.841	774.357.235	423.583.438	1.608.311.927
Préstamos bancarios	95.726.131	233.514.712	-	-	-	-	-	-	329.240.843
Arrendamientos financieros	2.357.755	4.055.253	5.047.521	4.474.431	2.415.884	524.298	2.010.429	-	20.885.571
Totales	124.068.466	287.118.369	62.985.238	58.378.181	111.342.846	114.594.139	776.367.664	423.583.438	1.958.438.341
Porcentualidad	6%	15%	3%	3%	6%	6%	40%	22%	100%

Capital e intereses	31/12/2024								
	Corrientes		No corrientes						Totales
	Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años hasta 10 años	Más de 10 años	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Bonos	13.592.786	42.599.084	55.631.958	55.072.061	54.512.161	105.174.505	780.679.993	458.096.860	1.565.359.408
Préstamos bancarios	188.027.579	91.409.715	-	-	-	-	-	-	279.437.294
Arrendamientos financieros	1.089.229	635.969	417.588	272.007	270.892	126.654	1.274.233	-	4.086.572
Totales	202.709.594	134.644.768	56.049.546	55.344.068	54.783.053	105.301.159	781.954.226	458.096.860	1.848.883.274
Porcentualidad	11%	7%	3%	3%	3%	6%	42%	25%	100%

Al 31 de diciembre de 2025, no hay préstamos bancarios reembolsables en más un año (nota 17a) y el 75% de los bonos son reembolsables después de más de 5 años (Nota 17a). (A 31 de diciembre de 2024 74% y 83% respectivamente).

4.1.5. Riesgo de crédito

La Sociedad y sus filiales están expuestas al riesgo de crédito debido a sus actividades comerciales y a sus actividades financieras. Sus políticas tienen como objetivo disminuir el incumplimiento de pago de las contrapartes y adicionalmente mejorar la posición de capital de trabajo.

El riesgo de crédito relacionado con el suministro de energía eléctrica, tal como se menciona en la Nota 7 a) y b) es gestionado a través de las herramientas de cobro (corte de suministro y radicación de deuda en la propiedad) que la Ley entrega a las empresas que dan este servicio.

En virtud de lo anterior, la Sociedad y sus filiales han registrado al 31 de diciembre de 2025 una provisión de deterioro por M\$33.860.053, considerando los efectos antes descritos en relación con los futuros convenios contraídos y el saldo de la deuda que deberá asumir la Sociedad (Ver Nota 7).

También la Sociedad y sus filiales realizan otro tipo de ventas, que corresponden a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como: a) venta al detalle de productos y servicios y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y b) construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades). Respecto de la letra a), la política establece plazos que van de 12 a 36 meses, para sus clientes de distribución eléctrica.

En lo que respecta a la construcción de obras, que normalmente se construyen a organismos estatales, municipales o grandes clientes, la forma de pago considera cuotas que van de 36 a 96 meses. Estos montos son otorgados bajo condiciones de crédito de mercado y a clientes que cumplan con ciertos estándares de comportamientos históricos sin morosidad.

Mayor información se encuentra en Nota 7 de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar.

Conceptos	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Ingresos operacionales (últimos 12 meses)	1.119.809.680	1.045.315.912
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas (últimos 12 meses)	15.503.552	9.296.279
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales	1,38%	0,89%

5. Juicios contables críticos y estimaciones claves al aplicar las políticas contables de las Sociedades

La Administración de la Sociedad y sus filiales es responsable de la información contenida en estos Estados Financieros Consolidados.

La preparación de los Estados Financieros Consolidados requiere el uso de ciertos juicios, estimaciones y supuestos por parte de la Administración que afectan a los montos declarados de ingresos, gastos, activos y pasivos, las revelaciones que los acompañan, y la revelación de pasivos contingentes en su fecha de presentación. Las estimaciones y los supuestos se evalúan continuamente y se basan en la experiencia de la administración y otros factores, incluidas las expectativas de acontecimientos futuros que se consideran razonables en esas circunstancias. La incertidumbre acerca de estos supuestos y estimaciones podría dar lugar a resultados que requieren un ajuste material a los valores libros de los activos o pasivos afectados en períodos futuros.

Los siguientes son los juicios críticos, estimaciones clave y supuestos significativos utilizados por la Administración en la preparación de estos Estados Financieros Consolidados:

- a) **Vida útil económica de activos:** La vida útil de los elementos propiedad, planta y equipo que se utilizan para calcular su depreciación, se determina sobre la base de estudios técnicos preparados por especialistas externos e internos. Además, estos estudios se utilizan para nuevas adquisiciones de propiedad, planta y equipos, o cuando existen indicadores de que deben cambiarse las vidas útiles de estos activos.

Estos cálculos requieren el uso de estimaciones y supuestos tales como el cambio tecnológico y el plazo previsto de disponibilidad operacional de los activos de transmisión. Los cambios en las estimaciones se tienen en cuenta de manera prospectiva.

- b) **Deterioro de activos:** El Grupo revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si existe algún indicador de que el valor libro no es recuperable. Si existe tal indicador, se estima el valor recuperable del activo para determinar la extensión del deterioro. En la evaluación del deterioro, los activos que no generan flujo de caja independiente se agrupan en una Unidad Generadora de Efectivo ("UGE") a la que pertenece el activo. El valor recuperable de estos activos o UGE, se mide como el mayor valor entre su valor razonable (el valor en uso) y su valor libro.

Estas evaluaciones requieren el uso de estimaciones y supuestos tales como:

- Ingresos por distribución y peajes de transmisión: El valor de los ingresos por distribución y peajes de transmisión (de los Sistemas de Transmisión Regulados y No Regulados de la Sociedad) de conformidad con los decretos tarifarios vigentes (o contratos existentes) y el posible impacto de la regulación.
 - Crecimiento de la demanda de energía: La estimación de crecimiento de las ventas de energía se ha calculado sobre la base del comportamiento de las realidades locales y sectoriales para el corto y mediano plazo histórico y en el largo plazo, según la estimación de crecimiento del IMACEC, variable que en períodos largos muestra una relación estructural con el comportamiento de la demanda.
 - Precios de compra y venta de energía: Los precios de compra se determinan según los contratos vigentes y su evolución para los próximos años. Los precios de venta de las proyecciones del negocio eléctrico (principalmente distribución y transmisión) se determinan de modo que se obtenga una rentabilidad regulatoria promedio. Así, los ingresos netos (ingresos por venta menos costo de venta y costos fijos) por sobre las inversiones realizadas deben entregar las rentabilidades promedio.
 - Inversiones en propiedad, planta y equipo: Los requisitos de las nuevas instalaciones para absorber la demanda, así como los requerimientos regulatorios (ejemplo: Inversión por Norma Técnica) se consideran en estas proyecciones. El Plan de Inversiones se actualiza periódicamente para hacer frente al crecimiento del negocio.
 - Costos fijos: Los costos fijos se proyectan teniendo en cuenta la base actual, el crecimiento de las ventas, los clientes y las inversiones. Tanto en relación con la dotación de personal (considerando los ajustes salariales y del IPC chileno), como con otros costos de operación y mantenimiento, y el nivel de inflación proyectado.
 - Variables macroeconómicas: Las variables macroeconómicas (inflación, tipo de cambio, entre otras) necesarias para proyectar los flujos (tasas de ventas y costos) se obtienen de informes de terceros.
- c) **Ingresos y costos operativos:** El Grupo considera como ingresos, además de los servicios facturados en el año, una estimación de los servicios prestados en espera de facturación al final del año, considerando que la medición se realiza durante el mes de acuerdo con un programa de medición. Además, los costos asociados con tales ingresos se han incluido debidamente como costos de operación. También se considera como parte de los ingresos y costos de la operación, la estimación de ciertas cantidades del Sistema Eléctrico (entre otras, compra y venta de energía y cobro de peajes) que permiten la liquidación entre las diferentes empresas del Sistema por los servicios ya prestados. Estas acumulaciones se invertirán una vez que las liquidaciones finales sean emitidas por el regulador responsable y registradas en el libro mayor.
- d) **Deterioro de deudores y existencias obsoletas:** La Sociedad y sus filiales han estimado el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar y de la obsolescencia de inventario, para lo que han establecido porcentajes de provisión según las pérdidas crediticias esperadas y la tasa de rotación de sus inventarios, respectivamente (nota 27).
- e) **Indemnización por años de servicio:** Las obligaciones reconocidas por concepto de indemnizaciones por años de servicio nacen de convenios colectivos suscritos con los trabajadores de la Sociedad y sus filiales en los que se establece el compromiso por parte de ella. La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de cambios en los supuestos actuariales, es reconocido dentro de otros resultados integrales del año.

Los supuestos son establecidos en conjunto con un actuario externo a la Sociedad y a sus filiales, e incluyen entre otras las hipótesis demográficas, la tasa de descuento y los aumentos esperados de remuneraciones y permanencia futura. (notas 2.17 y 20)

- f) **Litigios y contingencias:** El costo final de los reclamos y demandas puede variar debido a estimaciones basadas en diferentes interpretaciones de las regulaciones, opiniones y evaluaciones finales de la cantidad de daños. Por lo tanto, cualquier cambio en las circunstancias podría tener un efecto significativo en el monto de la provisión registrada (nota 20.4).
- g) **Supuestos empleados para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros:** (notas 2.13 y 19.1).

6. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

- a) El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Efectivo en caja	6.566.844	7.064.467
Saldo en bancos	6.696.541	11.512.913
Depósitos a plazo	34.985.311	35.000.215
Otros instrumentos de renta fija	9.961.466	17.265.586
Total Efectivo y equivalentes al efectivo	58.210.162	70.843.181

- b) El detalle de los Depósitos a plazo es el siguiente:

Razón social	Nombre abreviado	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Moneda	Fecha de vencimiento	Monto inversión	
						31/12/2025	31/12/2024
						M\$	M\$
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Scotiabank Chile	Depósitos a plazo	CLP	03/01/2025	-	29.996.882
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Scotiabank Chile	Depósitos a plazo	CLP	05/01/2026	14.980.500	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Scotiabank Chile	Depósitos a plazo	CLP	03/01/2025	-	5.003.333
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Scotiabank Chile	Depósitos a plazo	CLP	05/01/2026	20.004.811	-
Total Depósitos a plazo						34.985.311	35.000.215

- c) El detalle de los Otros instrumentos de renta fija, es el siguiente:

Razón social	Nombre abreviado	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Moneda	Clasificación de riesgo	Monto inversión	
						31/12/2025	31/12/2024
						M\$	M\$
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Scotia Administradora General de Fondos Mutuos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	-	1.500.425
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Larraín Vial S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	1.991.498	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	BCI Asset Management Administradora General de Fondos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	-	3.624.003
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Banchile Administradora General de Fondos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	-	5.376.541
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Larraín Vial S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	2.340.585	-
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	584.730	717.333
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	505.288	378.107
Saesa Innova Soluciones SpA	INNOVA	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	493.158	503.143
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	-	650.184
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	691.168	-
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Scotia Administradora General de Fondos Mutuos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	-	1.581.293
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	STC	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	291.071	-
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	SATT	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	311.076	-
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	CABO LEONES	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	-	513.871
Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	717.175	2.420.686
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	BCI Asset Management Administradora General de Fondos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	2.035.717	-
Total Otros instrumentos de renta fija						9.961.466	17.265.586

Los Otros Instrumentos de renta fija corresponden a una cartera de fondos mutuos, con vencimiento inferior a tres meses desde la fecha de la inversión, que son tomados por la Sociedad y sus filiales de manera de maximizar los retornos del excedente de caja, sin exceder el nivel de riesgo y de máxima exposición definidos por la Administración.

Estos instrumentos, se tienen para cumplir los compromisos de pago a corto plazo y son fácilmente convertibles en una cantidad determinada de efectivo y están sujetos a un bajo nivel de riesgo de cambios en su valor. Todos los tipos de instrumentos devengan el interés de mercado para ese tipo de operaciones y no están sujetos a restricciones.

d) El detalle por tipo de moneda del efectivo y equivalentes al efectivo es el siguiente:

Detalle del Efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31/12/2025	31/12/2024
		M\$	M\$
Monto del Efectivo y equivalentes al efectivo	CLP	55.951.397	68.054.574
Monto del Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	2.258.765	2.788.607
Total Detalle por tipo de moneda		58.210.162	70.843.181

e) Las siguientes tablas detallan los cambios en los pasivos que se originan de actividades de financiamiento de la Sociedad y de sus filiales, incluyendo aquellos cambios que representan flujos de efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

Cambios en los pasivos que se originan por actividades de financiamiento	01/01/2025	Flujos de efectivo					Cambios distintos de efectivo						31/12/2025
		Reembolso de préstamos	Intereses pagados	Préstamos	Préstamos entidades relacionadas	Pagos por arrendamientos financieros	Devengo intereses	Ajuste UF	Ajuste tipo de cambio	Nuevos arrendamientos financieros	Trasposos	Amortización	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos bancarios, corrientes	274.422.000	(215.000.000)	(14.512.084)	262.000.000	-	-	14.940.877	-	-	-	-	-	321.855.793
Arrendamientos financieros, corrientes	1.725.198	-	(86.434)	-	-	-	498.076	(156.023)	-	-	4.432.191	-	6.413.008
Arrendamientos financieros, no corrientes	2.361.374	-	(365.297)	-	-	(3.958.586)	-	121.309	-	20.745.721	(4.431.958)	-	14.472.563
Bonos, corrientes	31.604.965	(16.066.299)	(42.114.572)	-	-	-	43.002.773	919.643	(261.071)	-	15.942.078	118.649	33.146.166
Bonos, no corrientes	1.171.133.843	-	-	79.797.286	-	-	-	26.530.992	(34.459.361)	-	(13.582.430)	296.444	1.229.716.774
Préstamos relacionadas, corrientes	310.798	-	(3.315.654)	-	-	-	3.338.661	1.688	(2.626)	-	-	-	332.867
Préstamos relacionadas, no corrientes	136.615.776	(172.023.568)	-	-	161.657.593	-	-	1.727.702	(4.059.143)	-	-	-	123.918.360
Totales	1.618.178.954	(403.089.867)	(60.394.041)	341.797.286	161.657.593	(3.958.586)	61.780.387	29.145.311	(38.782.201)	20.745.721	2.359.881	415.093	1.729.855.531

Cambios en los pasivos que se originan por actividades de financiamiento	01/01/2024	Flujos de efectivo					Cambios distintos de efectivo						31/12/2024
		Reembolso de préstamos	Intereses pagados	Préstamos	Préstamos entidades relacionadas	Pagos por arrendamientos financieros	Devengo intereses	Ajuste UF	Ajuste tipo de cambio	Nuevos arrendamientos financieros	Trasposos	Amortización	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos bancarios, corrientes	123.275.475	(188.000.000)	(10.520.114)	338.000.000	-	-	11.671.672	(33)	-	-	-	-	274.422.000
Arrendamientos financieros, corrientes	1.391.393	-	(887)	-	-	-	148.029	98.306	-	-	88.357	-	1.725.198
Arrendamientos financieros, no corrientes	1.807.283	-	(75.881)	-	-	(1.122.569)	-	202.320	-	1.638.578	(88.357)	-	2.361.374
Bonos, corrientes	26.496.209	(11.955.643)	(39.410.815)	-	-	-	39.549.557	1.010.579	555.167	-	15.244.944	114.967	31.604.965
Bonos, no corrientes	1.306.124.845	-	-	-	-	-	33.768.191	45.966.972	-	-	(15.244.944)	518.779	1.171.133.843
Préstamos relacionadas, corrientes	402.313	-	(3.495.160)	-	-	-	3.396.163	2.811	4.671	-	-	-	310.798
Préstamos relacionadas, no corrientes	97.541.740	(12.832.268)	-	-	43.992.277	-	-	2.543.728	5.370.299	-	-	-	136.615.776
Totales	1.357.039.258	(212.787.911)	(53.502.857)	338.000.000	43.992.277	(1.122.569)	54.765.421	37.625.902	51.897.109	1.638.578	-	633.746	1.618.178.954

7. Deudores Comerciales y Otras Cuentas Por Cobrar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto	249.790.174	268.508.784	153.696.469	237.346.430
Otras cuentas por cobrar, bruto	106.030.894	84.377.279	9.589.958	16.556.362
Totales	355.821.068	352.886.063	163.286.427	253.902.792

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, neto	225.447.873	247.699.490	153.696.469	237.346.430
Otras cuentas por cobrar, neto	96.513.142	76.747.866	9.589.958	16.556.362
Totales	321.961.015	324.447.356	163.286.427	253.902.792

Provisión de deterioro deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales	24.342.301	20.809.294	-	-
Otras cuentas por cobrar	9.517.752	7.629.413	-	-
Totales	33.860.053	28.438.707	-	-

El detalle de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar facturados y no facturados o provisionados por deterioro al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Facturados	184.617.096	173.227.161	6.856.821	7.555.606
Energía y peajes	141.130.576	132.007.903	-	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	10.060.380	5.922.621	-	-
Cuenta por cobrar por arriendos financieros	88.219	30.431	2.791.470	809.044
Convenios de pagos y créditos por energía	12.118.606	14.072.954	4.065.351	6.337.179
Deudores materiales y servicios	7.874.672	9.257.485	-	-
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	1.791.744	2.074.239	-	409.383
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	-	285.059	-	-
Otros	11.552.899	9.576.469	-	-
No facturados o provisionados	158.081.819	171.552.584	153.696.469	237.346.430
Energía y peajes uso de líneas eléctricas	30.064.504	57.874.462	1.466.837	3.298.896
Diferencias a reliquidar por nuevos decretos	25.368.877	13.278.890	152.229.632	234.047.534
Equidad tarifaria residencial	7.205.132	19.410.445	-	-
Energía en medidores (*)	46.021.085	45.937.084	-	-
Provisión ingresos por obras	9.337.667	6.115.103	-	-
IVA por recuperar	38.464.654	27.200.716	-	-
Otros	1.619.900	1.735.884	-	-
Otros (cuenta corriente empleados)	13.122.153	8.106.318	2.733.137	9.000.756
Totales, bruto	355.821.068	352.886.063	163.286.427	253.902.792
Provisión deterioro	(33.860.053)	(28.438.707)	-	-
Totales, neto	321.961.015	324.447.356	163.286.427	253.902.792

(*) Energía consumida y no facturada a los clientes.

Principales conceptos de otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Convenios de pagos y créditos por energía	12.118.606	14.072.954	4.065.351	6.337.179
Cuenta por cobrar proyectos en curso	19.398.047	12.037.724	-	-
Cuenta por cobrar por arriendos financieros	88.219	30.431	2.791.470	809.044
Deudores materiales y servicios	7.874.672	9.257.485	-	-
Cuenta corriente al personal	13.122.153	8.106.318	2.733.137	9.000.756
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	1.791.744	2.074.239	-	409.383
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	-	285.059	-	-
Iva por recuperar	38.464.654	27.200.716	-	-
Otros deudores	13.172.799	11.312.353	-	-
Totales	106.030.894	84.377.279	9.589.958	16.556.362
Provisión deterioro	(9.517.752)	(7.629.413)	-	-
Totales, neto	96.513.142	76.747.866	9.589.958	16.556.362

Los montos correspondientes a Diferencias a reliquidar por nuevos decretos al 31 de diciembre de 2025 y 2024, se detallan a continuación:

Diferencia a reliquidar por nuevos decretos	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Desacople y nuevas estimaciones de tarifas por cobrar (1)	25.368.877	13.278.890	24.020.749	121.868.387
Estabilización VAD (2)	-	-	128.208.883	112.179.147
Totales	25.368.877	13.278.890	152.229.632	234.047.534

- 1) Conceptos generados por diferencias entre los precios pagados a los generadores y los precios recaudados a los clientes, lo que a la fecha han generado saldos por cobrar al sistema y clientes. Esto está afectado por las leyes 21.185 publicada el 2 de noviembre de 2019 que creó un mecanismo de estabilización de precios de la energía eléctrica para los contratos de clientes regulados, con referencia al decreto tarifario 20-T, correspondiente a las tarifas del primer semestre 2019. De esta manera, los aumentos de precios para estos clientes fueron asumidos temporalmente por los generadores quienes financiaron un monto máximo (Ver nota 18). Dicho aumento reflejado se explica principalmente por la provisión efecto PNP según ITD, la cual es una Estimación del diferencial entre la recaudación con el PNP vigente y PNP deber ser, originalmente calculada según la Resolución del Informe Técnico definitivo. Se espera Reliquidar con la Publicación del Cuadro de Pago Definitivo cada 6 meses en línea con la publicación de los decretos.

El agotamiento del mecanismo de estabilización creado por la Ley 21.185 en febrero de 2022, y la acumulación de excesos al fondo hasta junio de 2022, impulsó la aprobación de la Ley 21.472 publicada el 2 de agosto de 2022 que establece un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios, cuya vigencia no podrá exceder del 31 de diciembre de 2032, a cuyos efectos pueden fijarse cargos adicionales en las fijaciones tarifarias reguladas denominados Cargos del Mecanismo de Protección al Cliente (Cargos MPC) así como precios diferenciados por el nivel de consumo. Por este nuevo mecanismo se establece un descuento a la facturación mensual que realizan las distribuidoras a sus clientes regulados y traspasan este descuento al pago por parte de las distribuidoras a los generadores. Estos montos son restituidos al suministrador mediante la emisión de un documento de pago llamado "título de crédito transferible", y será emitido por la Tesorería General de la República, contará con la garantía del Fisco e incluirá el devengamiento de intereses al momento de la emisión del documento de pago.

Por otro lado, el 30 de abril del 2024 se publicó la Ley 21.667 que permitió una regularización de los niveles tarifarios. Es así como durante el año 2024 y 2025 se vivieron alzas relevantes en los precios aplicados a clientes finales, y de acuerdo a estas Leyes, mecanismos y plazos se han ido saldando los montos adeudados

Además, en el no corriente se puede ver una disminución respecto al 2024, debido a que se realizó la venta de la cartera de los sistemas medianos relacionada a la aplicación de las Leyes que establecen mecanismos de estabilización de tarifas a clientes regulados, establecidos por las leyes N° 21.185, 21.472 y 21.667.

- 2) Concepto relacionado al valor agregado de distribución (VAD), establecido en Ley N°21.194, la que indica que los niveles de precios vigentes en diciembre 2019 permanecerán constantes hasta el 3 de noviembre 2020 y las diferencias que se produzcan con respecto a haber aplicado la indexación serán incorporados a las tarifas resultantes de los siguientes procesos de fijación. Debido a que dichas diferencias no fueron incorporadas en las tarifas definidas en el proceso tarifario 2020-2024, según lo indicado en el artículo 14° de la Resolución exenta CNE N° 406 del año 2020, estos montos deben ser reajustados por IPC hasta noviembre 2024, es así que se registraron ingresos por M\$2.254.276 durante el año 2025.

Adicionalmente, producto del retraso en el Proceso tarifario del VAD para el cuatrienio 2020-2024, bajo los cambios introducidos por la misma Ley N°21.194, los valores vigentes en diciembre 2019 permanecieron constantes hasta la publicación del Decreto que fijó las fórmulas tarifarias aplicables a clientes regulados, lo que ocurrió el 7 de junio 2024 (DS 5T-2024) y que fue publicada su versión tomada de Razón por parte de la Contraloría General de la República el 21 de abril 2025. Así, se realizó una mejor estimación de la reliquidación al cliente final, que permitió una actualización de las estimaciones previas sumado al efecto de acumulación de intereses y/o reajustes de acuerdo a los distintos oficios SEC asociados al proceso de reliquidación VAD 20-24, en particular el Oficio Ordinario SEC 306786, de fecha 24 de noviembre 2025, permitía interpretar que los montos a clientes finales producto de esta reliquidación serían reajustados por IPC desde abril 2025 hasta el mes de inicio de los cobros a los clientes (posteriormente, esto fue corregido, Ver nota 40). Así es como, durante el año 2025 se realizaron contabilizaciones por M\$13.775.458.

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2025 es de M\$485.247.442 y al 31 de diciembre de 2024 es de M\$578.350.148.
- b) La Sociedad y sus filiales de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con lo que establece el DFL4/2006, artículo 136 y 125, están obligadas a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. Al 31 de diciembre de 2025 la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a 1.087.372 clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo de cliente	Cantidad	Participación ventas ejercicio %
Residencial	986.801	49%
Comercial	52.853	25%
Industrial	4.788	9%
Otros	42.930	17%
Total	1.087.372	100%

Respecto de las ventas que realiza la Sociedad y sus filiales se distinguen dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otros relacionado con otras ventas, que corresponden a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como venta al detalle de productos y servicios y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

- c) Al 31 de diciembre de 2025 y 2024 el análisis de los deudores por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados, es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados pero no deteriorados	Corrientes	
	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Con vencimiento menor a tres meses	48.815.775	46.921.437
Con vencimiento entre tres y seis meses	4.924.022	4.462.784
Con vencimiento entre seis y doce meses	3.388.867	3.242.196
Con vencimiento mayor a doce meses	1.700.767	1.438.855
Totales	58.829.431	56.065.272

El deterioro de los activos financieros se mide en base a la madurez de la cartera de acuerdo con los siguientes tramos (en días):

Tramos	Venta de energía/ Deudores por venta al detalle de productos y servicios			
	Residenciales		No Residenciales	
	Activo/Suspendido	Retirado	Activo/Suspendido	Retirado
No vencidas	0,40%	93,05%	0,14%	91,49%
1 a 30	1,00%	93,00%	0,00%	91,00%
31 a 60	2,00%	93,00%	2,00%	92,00%
61 a 90	19,00%	93,00%	14,00%	92,00%
91 a 120	30,00%	93,00%	32,00%	92,00%
121 a 150	43,00%	93,00%	33,00%	92,00%
151 a 180	46,00%	93,00%	36,00%	92,00%
181 a 210	53,00%	93,00%	54,00%	92,00%
211 a 250	55,00%	93,00%	56,00%	92,00%
251 a 360	61,00%	93,00%	64,00%	92,00%
361 o más	97,00%	100,00%	96,00%	100,00%

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es administrado a través de herramientas de cobro que establece la normativa vigente. Entre ellas, las empresas distribuidoras de energía eléctrica pueden suspender el suministro por falta de pago. Otro aspecto importante que establece el DFL4/2006, artículo 225 letra a, es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que representa otra herramienta de cobro.

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad y sus filiales no tienen cartera securitizada):

Tramos de morosidad	31/12/2025					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$
Al día	507.614	424.869.071	78.906	4.867.704	586.520	429.736.775
Entre 1 y 30 días	156.475	31.305.078	16.569	3.161.340	173.044	34.466.418
Entre 31 y 60 días	47.957	13.316.521	8.101	1.267.447	56.058	14.583.968
Entre 61 y 90 días	15.708	3.740.005	2.720	553.814	18.428	4.293.819
Entre 91 y 120 días	6.917	1.514.541	1.926	488.654	8.843	2.003.195
Entre 121 y 150 días	3.743	949.915	1.270	342.209	5.013	1.292.124
Entre 151 y 180 días	2.870	1.060.918	989	314.503	3.859	1.375.421
Entre 181 y 210 días	2.211	626.097	878	289.720	3.089	915.817
Entre 211 y 250 días	2.754	881.882	1.127	318.526	3.881	1.200.408
Más de 250 días	57.349	24.465.561	39.910	4.773.989	97.259	29.239.550
Total Estratificación de la cartera	803.598	502.729.589	152.396	16.377.906	955.994	519.107.495

Tramos de morosidad	31/12/2024					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$
Al día	525.299	516.625.206	73.177	5.918.531	598.476	522.543.737
Entre 1 y 30 días	138.779	30.999.113	16.553	3.947.524	155.332	34.946.637
Entre 31 y 60 días	36.898	9.080.703	7.595	2.072.730	44.493	11.153.433
Entre 61 y 90 días	7.552	2.293.764	1.640	421.182	9.192	2.714.946
Entre 91 y 120 días	4.783	852.125	1.460	502.330	6.243	1.354.455
Entre 121 y 150 días	3.606	659.182	1.011	378.957	4.617	1.038.139
Entre 151 y 180 días	2.609	599.331	995	384.316	3.604	983.647
Entre 181 y 210 días	2.281	555.558	915	402.763	3.196	958.321
Entre 211 y 250 días	2.527	660.147	977	317.871	3.504	978.018
Más de 250 días	65.155	23.737.014	51.926	6.380.508	117.081	30.117.522
Total Estratificación de la cartera	789.489	586.062.143	156.249	20.726.712	945.738	606.788.855

d) Al 31 de diciembre de 2025 y 2024 la cartera protestada y en cobranza judicial, es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	31/12/2025		31/12/2024	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	69	459.903	53	283.480
Documentos por cobrar en cobranza judicial	1.761	11.057.939	1.625	10.958.788
Total Cartera protestada y en cobranza judicial	1.830	11.517.842	1.678	11.242.268

e) El detalle de los movimientos en la provisión de deterioro de deudores es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corrientes y No corrientes	
	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Saldo inicial	28.438.707	22.334.787
Deterioro determinado de acuerdo con la NIIF 9	11.716.653	9.335.266
Aumentos (disminuciones)	3.786.899	(38.987)
Montos castigados	(10.082.206)	(3.192.359)
Total movimientos	5.421.346	6.103.920
Saldo final	33.860.053	28.438.707

f) El detalle de las provisiones y castigos durante los años 2025 y 2024, es el siguiente:

Provisiones y castigos	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	1.332.176	9.911.796
Provisión repactada	14.171.376	(615.517)
Castigos del ejercicio	(10.082.206)	(3.192.359)
Totales	5.421.346	6.103.920

El valor libro de los deudores y cuentas por cobrar representan una aproximación razonable al valor razonable de los mismos.

8. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

8.1. Accionistas

El detalle de los Accionistas de la Sociedad al 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

Accionistas	Número de acciones		Total	% Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	60	93.780.651	93.780.711	99,999957%
Cóndor Holding SpA	40	-	40	0,000043%
Totales	100	93.780.651	93.780.751	100,00%

8.2. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Las transacciones entre la Sociedad y sus partes relacionadas corresponden a operaciones habituales del giro en cuanto a su objeto y condiciones. Estas transacciones han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se incluyen en esta nota.

Las principales transacciones entre entidades relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

La compra y venta de materiales se realiza a valores de precio medio de bodega.

Los préstamos entre compañías se regulan dentro de un marco de administración consolidada de caja que recae principalmente en la Sociedad, encargada de definir los flujos óptimos entre relacionadas. La Administración ha establecido que la exigibilidad de estos préstamos será en un plazo superior a los 12 meses. Los créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado. Estos créditos tienen límites de monto entre compañías, según lo indicado en los contratos de bonos, que son monitoreados periódicamente y que a la fecha de cierre de los Estados Financieros Consolidados se han cumplido cabalmente (ver nota 35).

A la fecha de los presentes Estados Financieros Consolidados, no existen garantías otorgadas a los saldos con entidades relacionadas, ni provisiones de deterioro de las mismas.

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus sociedades relacionadas no consolidables son las siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes

RUT	Razón social	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
							M\$	M\$	M\$	M\$
76.024.782-6	Cóndor Holding SpA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Accionista	CLP	18	18	-	-
77.611.649-1	Sociedad Transmisora Metropolitana S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz común	CLP	27.946.939	5.773.966	-	-
Totales							27.946.957	5.773.984	-	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes y no corrientes

RUT	Razón social	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
							M\$	M\$	M\$	M\$
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (interés)	Menos de 90 días	Matriz	UF	332.867	310.798	-	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (capital)	Más de 1 año	Matriz	UF	-	-	123.918.360	136.615.777
77.611.649-1	Sociedad Transmisora Metropolitana S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	2.247	17.312	-	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CLP	24.465.745	11.666.893	-	-
76.024.782-6	Cóndor Holding SpA	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Accionista	CLP	817	390	-	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	6.819	6.597	-	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	179	173	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz-Molina	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	179	173	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz-Molina	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	6.819	6.597	-	-
Totales							24.815.672	12.008.933	123.918.360	136.615.777

c) Transacciones y sus efectos en resultados (cargos) abonos

RUT	Razón social	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	31/12/2025		31/12/2024	
				Monto transacción	Efecto en resultado (cargo)/abono	Monto transacción	Efecto en resultado (cargo)/abono
				M\$	M\$	M\$	M\$
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Matriz	Préstamo cuenta corriente (Capital/Intereses)	12.697.417	(5.067.851)	(39.074.038)	(5.942.702)
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Matriz	Dividendos por pagar	(12.798.852)	-	2.752.541	-
77.611.649-1	Sociedad Transmisora Metropolitana S.A.	Matriz Común	Recuperación de gastos	22.188.038	-	5.756.654	-

8.3. Directorio y personal clave de la gerencia

La Sociedad es administrada por un Directorio compuesto por ocho miembros, los que permanecen por un período de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

Con fecha 27 de febrero de 2025 el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia de la señora Stacey Purcell. Acto seguido, el director designó en su reemplazo a la señora Ashley Munroe.

Al 29 de abril de 2025 se efectuó renovación del Directorio de la Sociedad eligiéndose como integrantes del mismo a los señores Jorge Lesser García-Huidobro, Iván Díaz-Molina, Juan Ignacio Parot Becker, Luz Granier Bulnes, Ashley Munroe, Shama Nagushbandi, Jonathan Reay e Igor Romitelli.

Al 31 de diciembre de 2025 el señor Iván Díaz-Molina es el Presidente del Directorio y la sociedad y el director señor Jorge Lesser-García es el Vicepresidente.

A dicha fecha, el Directorio de la sociedad está compuesto por los señores Iván Díaz-Molina, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Luz Granier Bulnes, Shama Nagushbandi, Ashley Munroe, Jonathan Reay e Igor Romitelli.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones con el Directorio

Las remuneraciones por pagar a los directores al 31 de diciembre de 2025 y 2024 son las siguientes:

Director	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Iván Díaz-Molina	179	173
Jorge Lesser García-Huidobro	179	173
Totales	358	346

b) Remuneración del Directorio

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad.

El beneficio corresponde al pago de UF 5 a cada Director de la Sociedad, para el período mayo 2025 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2026.

Los Directores señores Juan Ignacio Parot Becker, Luz Granier Bulnes, Stacey Purcell, Shama Nagushbandi, Jonathan Reay e Igor Romitelli renunciaron a la remuneración que les correspondería por el periodo del cargo de Director de la Sociedad. Sólo los Directores Jorge Lesser García-Huidobro e Iván Díaz - Molina recibirán su remuneración.

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 31 de diciembre de 2025 y 2024, son las siguientes:

Director	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Iván Díaz-Molina	2.343	2.563
Jorge Lesser García-Huidobro	2.343	2.242
Totales	4.686	4.805

Durante los años 2025 y 2024, la Sociedad no ha realizado pagos a empresas relacionadas con Directores.

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

La Sociedad no tiene ejecutivos directamente remunerados por ella.

9. Inventarios

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Clases de Inventarios	31/12/2025		
	Bruto	Neto Realizable	Provisión
	M\$	M\$	M\$
Materiales de operación y mantenimiento	54.240.082	52.402.726	1.837.356
Materiales en tránsito	3.027.875	3.027.875	-
Petróleo	2.165.799	2.165.799	-
Total Clases de Inventarios	59.433.756	57.596.400	1.837.356

Clases de Inventarios	31/12/2024		
	Bruto	Neto Realizable	Provisión
	M\$	M\$	M\$
Materiales de operación y mantenimiento	60.493.829	59.848.652	645.177
Materiales en tránsito	2.067.857	2.067.857	-
Petróleo	1.971.233	1.971.233	-
Total Clases de Inventarios	64.532.919	63.887.742	645.177

No existen inventarios entregados en garantía para el cumplimiento de obligaciones.

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un cargo de M\$1.192.179 para el año 2025 y un abono de M\$8.891 para el año 2024.

Las existencias se valoran al precio medio ponderado de adquisición, o valor neto de realización si éste es inferior.

Durante los años 2025 y 2024 no se han registrado ajustes por deterioro.

El detalle de los Inventarios utilizados y reconocidos como gastos, es el siguiente:

Inventarios utilizados durante el ejercicio según gasto	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Materias primas y consumibles utilizados (*)	67.013.367	66.685.907
Otros gastos, por naturaleza (**)	7.360.472	7.464.710
Total Inventarios utilizados durante el ejercicio según gasto	74.373.839	74.150.617

(*) Ver Nota 24.

(**) Materiales utilizados para el mantenimiento del sistema eléctrico.

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2025 ascienden a M\$73.976.154 (M\$61.753.581 en 2024) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2025 ascienden a M\$1.501.572 (M\$3.214.227 en 2024).

10. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Activos por impuestos corrientes	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Impuesto renta por recuperar	6.129.729	9.065.045
Crédito sence	327.658	583.277
Impuesto por recuperar año anterior	7.684.693	5.119.077
Totales	14.142.080	14.767.399

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Pasivos por impuestos corrientes	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Impuesto a la renta	9.379.732	2.133.546
Totales	9.379.732	2.133.546

11. Otros activos financieros no corrientes

Otros activos financieros	No corrientes	
	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Remanente crédito fiscal (*)	3.079.028	5.025.260
Totales	3.079.028	5.025.260

(*) Corresponde a remanente de crédito fiscal (impuesto específico), se registra como activo y se va recuperando gradualmente a través de las declaraciones mensuales de impuestos. Dado este proceso de recuperación continua, no se han identificado indicadores de deterioro y el saldo registrado refleja la recuperación efectiva del crédito fiscal.

12. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Activos intangibles, neto	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Total Activos intangibles identificables, neto	113.179.192	113.976.079
Servidumbres	78.558.352	76.971.511
Derechos de agua	108.543	108.543
Software	29.023.859	30.537.887
Activos intangibles relacionados con clientes	5.488.438	6.358.138

Activos intangibles identificables, bruto	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Total Activos intangibles identificables, bruto	146.763.184	138.291.576
Servidumbres	78.965.723	77.401.761
Derechos de agua	108.543	108.543
Software	60.994.368	53.427.474
Activos intangibles relacionados con clientes	6.694.550	7.353.798

Amortización Activos intangibles identificables	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Total Amortización Activos intangibles identificables	(33.583.992)	(24.315.497)
Servidumbres	(407.371)	(430.250)
Software	(31.970.509)	(22.889.587)
Activos intangibles relacionados con clientes	(1.206.112)	(995.660)

El detalle y movimiento del activo intangible al 31 de diciembre de 2025, es el siguiente:

Movimientos Activos intangibles distintos de la plusvalía	Servidumbres, neto	Derechos de agua, neto	Software, neto	Activos intangibles relacionados con clientes, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2025	76.971.511	108.543	30.537.887	6.358.138	113.976.079
Traslados (activación obras en curso)	3.661.609	-	7.570.742	-	11.232.351
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera amortización acumulada	76.782	-	2.937	64.631	144.350
Gasto por amortización	(53.903)	-	(9.083.859)	(275.083)	(9.412.845)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	(2.097.647)	-	(3.848)	(659.248)	(2.760.743)
Total movimientos	1.586.841	-	(1.514.028)	(869.700)	(796.887)
Saldo final al 31/12/2025	78.558.352	108.543	29.023.859	5.488.438	113.179.192

El detalle y movimiento del activo intangible al 31 de diciembre de 2024, es el siguiente:

Movimientos Activos intangibles distintos de la plusvalía	Servidumbres, neto	Derechos de agua, neto	Software, neto	Activos intangibles relacionados con clientes, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2024	70.036.283	108.543	27.732.617	5.858.495	103.735.938
Traslados (activación obras en curso)	4.246.576	-	10.143.075	-	14.389.651
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera amortización acumulada	(64.077)	-	(613)	(106.377)	(171.067)
Gasto por amortización	(54.050)	-	(7.337.772)	(274.700)	(7.666.522)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	2.806.779	-	580	880.720	3.688.079
Total movimientos	6.935.228	-	2.805.270	499.643	10.240.141
Saldo final al 31/12/2024	76.971.511	108.543	30.537.887	6.358.138	113.976.079

Los derechos de servidumbre y derechos de agua se presentan al costo, y los adquiridos a partir de la fecha de transición a costos histórico. El período de explotación de dichos derechos, en general, no tiene límite de expiración por lo que son considerados activos con una vida útil indefinida, y en consecuencia no están sujetos a amortización.

Los softwares o programas informáticos y licencias se amortizan en forma lineal entre 4 y 6 años. La amortización de estos bienes se presenta en el rubro “Gastos por Depreciación y Amortización” del Estado Consolidado de Resultados Integrales.

Los intangibles asociados a contratos de clientes de la filial Tolchén, se amortizan de forma lineal en 25 años, de acuerdo a la duración de los contratos de peajes.

En el proceso de asignación de compra, se revisaron los valores contables de los activos y pasivos de Tolchén, y se identificaron activos intangibles a valor razonable ligados a contratos con parques eólicos, San Gabriel, Tolpán, El Alba y Los Olmos.

13. Plusvalía

El detalle de la plusvalía al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

RUT	Sociedad	31/12/2025	31/12/2024
		M\$	M\$
90.021.000-0	Sociedad Austral de Electricidad S.A. (1)	124.944.061	124.944.061
91.715.000-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (1)	23.990.168	23.990.168
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A. (2)	49.471.945	49.471.945
96.986.780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (2)	33.039.292	33.039.292
77.122.643-4	Tolchén Transmisión SpA (3)	1.220.024	1.340.167
Totales		232.665.490	232.785.633

- 1) La plusvalía comprada relacionada con Sociedad Austral de Electricidad S.A., Rut 90.021.000-0 y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Rut 91.715.000-1, corresponde al exceso pagado en relación al valor patrimonial proporcional originado en la compra de las acciones de esas sociedades, realizada en 2001. Posteriormente cada una de esas sociedades compradas fue absorbida por su correspondiente matriz, la que pasó a tener el mismo nombre de la Sociedad absorbida, quedando la plusvalía comprada contabilizada en la misma empresa compradora.
- 2) La plusvalía comprada reconocida por las sociedades Saesa, Rut 96.956.660-5, y Frontel, Rut 96.986.780-K, corresponde al valor pagado en exceso respecto del valor razonable de los activos adquiridos a través de Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., en julio de 2008. A través de una reestructuración societaria se generó un efecto cascada de la plusvalía comprada mencionada en el párrafo anterior, la que quedó finalmente incorporada en Saesa (Ex Los Lagos II) y Frontel (Ex Los Lagos III).
- 3) La plusvalía comprada relacionada con Tolchén Transmisión SpA, Rut 77.122.643-4, corresponde al valor pagado en exceso respecto del valor razonable de los activos adquiridos originado en la compra de las acciones realizada en julio de 2021.

Para estimar el valor en uso, el Grupo prepara las proyecciones de flujos de caja futuros a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Administración sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo, utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

14. Propiedades, Planta y Equipo

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

Clases de Propiedades, planta y equipo, neto	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Total Propiedades, planta y equipo, neto	1.928.623.289	1.768.787.184
Terrenos	27.019.369	26.019.137
Edificios	27.388.855	26.386.593
Planta y equipo	1.332.092.265	1.204.050.615
Equipamiento de tecnologías de la información	4.351.645	8.529.196
Instalaciones fijas y accesorios	2.149.470	1.963.404
Vehículos de motor	12.025.276	14.975.302
Construcciones en curso	493.569.120	456.355.558
Otras propiedades, planta y equipo	30.027.289	30.507.379

Clases de Propiedades, planta y equipo, bruto	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Total Propiedades, planta y equipo, bruto	2.457.248.247	2.248.201.376
Terrenos	27.019.369	26.019.137
Edificios	41.140.134	39.196.642
Planta y equipo	1.800.959.252	1.631.795.365
Equipamiento de tecnologías de la información	13.442.752	16.317.565
Instalaciones fijas y accesorios	5.846.785	5.306.958
Vehículos de motor	21.952.198	23.734.983
Construcciones en curso	493.569.120	456.355.558
Otras propiedades, planta y equipo	53.318.637	49.475.168

Clases de Depreciación acumulada y deterioro del valor, Propiedades, planta y equipo	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Total Depreciación acumulada y deterioro del valor, Propiedades, planta y equipo	(528.624.958)	(479.414.192)
Edificios	(13.751.279)	(12.810.049)
Planta y equipo	(468.866.987)	(427.744.750)
Equipamiento de tecnologías de la información	(9.091.107)	(7.788.369)
Instalaciones fijas y accesorios	(3.697.315)	(3.343.554)
Vehículos de motor	(9.926.922)	(8.759.681)
Otras propiedades, planta y equipo	(23.291.348)	(18.967.789)

A continuación, se presenta el detalle de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2025:

Movimientos Propiedades, planta y equipo	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Construcciones en curso, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2025	26.019.137	26.386.595	1.204.050.617	8.529.196	1.963.404	14.975.302	456.355.554	30.507.379	1.768.787.184
Adiciones	-	-	-	-	-	-	268.973.767	-	268.973.767
Traslados y transferencias	1.056.059	2.851.283	194.657.447	302.626	645.805	1.719.984	(206.376.601)	5.143.397	-
Retiros	(1.179)	(2.783)	2.888.947	(3.127.455)	(1)	(652.881)	-	(11.207)	(906.559)
Gasto por depreciación	-	(1.193.954)	(49.775.866)	(1.330.576)	(432.615)	(2.752.382)	-	(4.491.522)	(59.976.915)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	(54.648)	(652.286)	(19.728.880)	(22.146)	(27.123)	(1.264.747)	(25.383.600)	(1.120.758)	(48.254.188)
Total movimientos	1.000.232	1.002.260	128.041.648	(4.177.551)	186.066	(2.950.026)	37.213.566	(480.090)	159.836.105
Saldo final al 31/12/2025	27.019.369	27.388.855	1.332.092.265	4.351.645	2.149.470	12.025.276	493.569.120	30.027.289	1.928.623.289

A continuación, se presenta el detalle de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2024:

Movimientos Propiedades, planta y equipo	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Construcciones en curso, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2024	24.020.231	22.318.804	1.075.220.190	2.201.667	1.608.662	10.276.272	402.737.233	25.748.450	1.564.131.509
Adiciones	-	-	-	-	-	-	213.625.699	-	213.625.699
Traslados y Transferencias	1.926.120	4.129.712	143.032.976	7.234.428	718.623	6.606.209	(171.398.473)	7.750.405	-
Retiros	(28.618)	163.086	(404.939)	-	-	(563.156)	-	51.083	(782.544)
Gasto por depreciación	-	(1.052.823)	(45.501.310)	(943.530)	(405.898)	(2.174.753)	-	(3.929.447)	(54.007.761)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	101.404	827.816	31.703.700	36.631	42.017	830.730	11.391.095	886.888	45.820.281
Total movimientos	1.998.906	4.067.791	128.830.427	6.327.529	354.742	4.699.030	53.618.321	4.758.929	204.655.675
Saldo final al 31/12/2024	26.019.137	26.386.595	1.204.050.617	8.529.196	1.963.404	14.975.302	456.355.554	30.507.379	1.768.787.184

La Sociedad y sus filiales, han mantenido una política de realizar las obras necesarias para satisfacer los incrementos de la demanda, conservar en buen estado las instalaciones y adaptar el sistema a las mejoras tecnológicas, con el objeto de cumplir con las normas de calidad y continuidad de suministro establecidos por la regulación vigente.

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo

- La depreciación de los bienes de propiedades, planta y equipo se presenta en el rubro “Gastos por depreciación y amortización”, en el Estado Consolidado de Resultados Integrales.
- Las empresas del Grupo cuentan con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (centrales, subestaciones, construcciones, contenido y existencias), con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.
- El monto de bienes de propiedades, planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2025 y 2024 no es significativo. La Sociedad y sus filiales no presentan montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.
- Los activos presentados en propiedad, planta y equipos no poseen restricciones de ningún tipo en favor de terceros, ni han sido entregados en garantía.

15. Activos por Derechos de Uso y Obligaciones por Arrendamientos

a) Activos por Derechos de Uso

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

Activos por derecho de uso, neto	31/12/2025	31/12/2024
M\$	M\$	
Total Activos por derecho de uso, neto	19.409.061	2.769.632
Terrenos	1.244.191	1.271.486
Edificios e instalaciones (*)	5.281.735	1.498.146
Maquinaria	79.291	-
Vehículos (**)	12.803.844	-

Activos por derecho de uso, bruto	31/12/2025	31/12/2024
M\$	M\$	
Total Activos por derecho de uso, bruto	29.340.047	8.297.496
Terrenos	2.093.196	1.973.422
Edificios e instalaciones	11.740.089	6.324.074
Maquinaria	144.512	-
Vehículos	15.362.250	-

Amortización Activos por derecho de uso	31/12/2025	31/12/2024
M\$	M\$	
Total Amortización Activos por derecho de uso	(9.930.986)	(5.527.864)
Terrenos	(849.005)	(701.936)
Edificios e instalaciones	(6.458.354)	(4.825.928)
Maquinaria	(65.221)	-
Vehículos	(2.558.406)	-

(*) Durante el primer trimestre 2025, la filial Saesa firmó un contrato de arrendamiento correspondiente al nuevo edificio corporativo, el cual constituye el domicilio legal actual del Grupo. Este contrato, también pactado en UF, tiene una vigencia de 10 años.

(**) Al 31 de diciembre de 2025 se suscribieron nuevos contratos de arrendamiento que implicaron un incremento en los activos por derecho de uso y en las correspondientes obligaciones. En particular, la filial STS incorporó 20 camionetas, lo que representó un aumento de M\$587.084; la filial STN un total de 89 unidades, lo que representó un aumento de M\$3.310.809; la filial Frontel incorporó 174 camionetas, lo que representó un aumento de M\$4.683.963; la filial Edelayen incorporó 34 camionetas, lo que representó un aumento de M\$1.381.433 ; la filial Saesa un total de 185 unidades, lo que representó un aumento de M\$5.019.251 y la filial INNOVA un total de 24 camionetas por un total de M\$732.359 . Estos contratos pactados en unidades de fomento (UF) y consideran un plazo de 48 meses.

El detalle del movimiento del rubro Activos por Derechos de uso asociado a activos sujetos a NIIF 16 por clase de activo al 31 de diciembre de 2025 y 2024.

Movimientos Activos por derecho de uso	Terrenos, neto	Edificios e instalaciones, neto	Maquinaria, neto	Vehículos, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2025	1.271.487	1.498.145	-	-	2.769.632
Adiciones	74.407	5.283.892	146.747	15.743.889	21.248.935
Bajas	-	-	-	(77.646)	(77.646)
Gasto por amortización	(147.069)	(1.632.426)	(65.221)	(2.558.406)	(4.403.122)
Otros incrementos (decrementos)	14.633	(14.633)	-	-	-
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	30.733	146.757	(2.235)	(303.993)	(128.738)
Total movimientos	(27.296)	3.783.590	79.291	12.803.844	16.639.429
Saldo final al 31/12/2025	1.244.191	5.281.735	79.291	12.803.844	19.409.061

Movimientos Activos por derecho de uso	Terrenos, neto	Edificios e instalaciones, neto	Maquinaria, neto	Vehículos, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2024	1.223.680	1.007.413	-	-	2.231.093
Adiciones	159.908	1.478.670	-	-	1.638.578
Gasto por amortización	(140.350)	(1.057.497)	-	-	(1.197.847)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	28.248	69.560	-	-	97.808
Total movimientos	47.806	490.733	-	-	538.539
Saldo final al 31/12/2024	1.271.486	1.498.146	-	-	2.769.632

b) Pasivos por arrendamiento

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Terrenos	969.165	851.566	1.521.109	1.678.730
Edificios e instalaciones	1.322.243	873.632	4.036.588	682.644
Maquinaria	60.479	-	22.657	-
Vehículos	4.061.121	-	8.892.209	-
Totales	6.413.008	1.725.198	14.472.563	2.361.374

El desglose por moneda y vencimientos de los pasivos por arrendamientos al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

RUT Arrendatario	Razón social - Arrendatario	País de origen	Tipo de moneda	Arrendamiento asociado	31/12/2025								
					Corrientes			No corrientes					
					Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	160.466	345.176	505.642	509.970	505.991	423.838	290.587	900.505	2.630.891
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Terrenos	19.746	5.495	25.241	-	-	-	-	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	CLP	Terrenos	345	17.146	17.491	8.885	-	-	-	-	8.885
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Vehículos	318.352	955.054	1.273.406	1.273.406	1.273.406	643.739	-	-	3.190.551
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	87.868	239.371	327.239	267.441	252.847	220.091	85.357	-	825.736
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Terrenos	19.898	9.339	29.237	21.778	18.012	10.478	4.835	21.821	76.924
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	CLP	Terrenos	350	1.419	1.769	1.487	1.560	1.636	1.716	-	6.399
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Vehículos	297.182	891.547	1.188.729	1.188.729	1.188.729	710.326	-	-	3.087.774
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	16.260	49.961	66.221	69.460	72.857	76.419	53.011	-	271.747
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	UF	Terrenos	247.352	17.292	264.644	24.182	25.537	26.967	28.477	95.363	200.526
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	USD	Terrenos	519.153	33.495	552.648	46.244	48.121	50.075	52.108	868.129	1.064.677
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	UF	Vehículos	37.378	112.134	149.512	149.512	149.512	66.923	-	-	365.947
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	4.386	13.478	17.864	17.267	8.965	7.011	-	-	33.243
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	CLP	Terrenos	1.303	6.313	7.616	6.621	6.945	7.417	4.533	20.192	45.708
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	UF	Vehículos	62.096	186.289	248.385	248.386	248.385	161.976	-	-	658.747
77.708.654-5	Sagesa Generación S.A.	Chile	UF	Vehículos	1.836	5.506	7.342	7.342	7.342	5.508	-	-	20.192
77.227.565-K	Saes Innova Soluciones SpA	Chile	UF	Edificios e instalaciones	50.311	116.671	166.982	39.575	-	-	-	-	39.575
77.227.565-K	Saes Innova Soluciones SpA	Chile	UF	Vehículos	51.115	153.356	204.471	210.369	144.088	-	-	-	354.457
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	93.669	130.848	224.517	135.970	99.426	-	-	-	235.396
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	CLP	Edificios e instalaciones	12.334	1.444	13.778	-	-	-	-	-	-
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	UF	Vehículos	271.833	717.443	989.276	795.119	419.412	-	-	-	1.214.531
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	UF	Maquinaria	16.233	44.246	60.479	22.657	-	-	-	-	22.657
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Chile	UF	Terrenos	13.255	115	13.370	163	172	182	191	4.242	4.950
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	UF	Terrenos	55.034	2.115	57.149	2.958	3.124	3.298	3.483	100.177	113.040
Totales					2.357.755	4.055.253	6.413.008	5.047.521	4.474.431	2.415.884	524.298	2.010.429	14.472.563

RUT Arrendatario	Razón social- Arrendatario	País de origen	Tipo de moneda	Arrendamiento asociado	31/12/2024									
					Corrientes			No corrientes						
					Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	137.520	177.682	315.202	106.835	94.232	98.840	-	-	299.907	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Terrenos	12.160	9.304	21.464	5.315	-	-	-	-	5.315	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	CLP	Terrenos	7.038	4.167	11.205	-	-	-	-	-	-	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	89.093	130.428	219.521	91.278	59.019	61.906	21.301	-	233.504	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Terrenos	17.354	9.503	26.857	19.230	21.014	17.418	10.132	25.775	93.569	
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	25.556	32.229	57.785	-	-	-	-	-	-	
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	UF	Terrenos	205.505	15.834	221.339	22.145	23.385	24.694	26.077	119.753	216.054	
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	USD	Terrenos	469.446	35.241	504.687	48.653	50.629	52.685	54.824	1.015.525	1.222.316	
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	2.887	10.967	13.854	14.367	13.647	11.401	9.645	-	49.060	
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	CLP	Terrenos	1.976	5.172	7.148	6.734	7.064	1.276	1.338	8.110	24.522	
77.227.565-K	Saesa Innova Soluciones SpA	Chile	UF	Edificios e instalaciones	8.607	25.808	34.415	17.726	-	-	-	-	17.726	
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	46.070	141.552	187.622	66.011	-	-	-	-	66.011	
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	CLP	Edificios e instalaciones	9.195	36.038	45.233	16.436	-	-	-	-	16.436	
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Chile	UF	Terrenos	12.399	107	12.506	149	157	166	176	4.288	4.936	
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	UF	Terrenos	44.423	1.937	46.360	2.709	2.860	2.506	3.161	100.782	112.018	
Totales					1.089.229	635.969	1.725.198	417.588	272.007	270.892	126.654	1.274.233	2.361.374	

c) Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

En el Estado Consolidado de Resultados Integrales por el período terminado al 31 de diciembre de 2025 se incluye un gasto por M\$2.093.214 (M\$2.896.251 al 31 de diciembre de 2024), que corresponde a los arrendamientos de corto plazo y arrendamientos de activos subyacentes de bajo valor, que se exceptúan de la aplicación de NIIF 16.

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, la Sociedad no mantiene contratos significativos en los cuales actúe como arrendador.

16. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

16.1. Impuesto a la Renta

a) El detalle del gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado Consolidado de Resultados Integrales correspondiente a los años 2025 y 2024 es el siguiente:

Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
Gasto (ingreso) por impuestos corrientes	17.751.939	12.097.014
Ajustes por impuestos corrientes de ejercicios anteriores	1.344.901	-
Otro gasto por impuestos corrientes	4.096	3.071
Total Impuestos corrientes a las ganancias, neto	19.100.936	12.100.085
Impuestos diferidos		
Gasto (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	2.459.551	(959.596)
Total Gasto (ingreso) por Impuestos diferidos, neto	2.459.551	(959.596)
Total Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	21.560.487	11.140.489
Impuestos a las ganancias relacionados con Otros Resultados Integrales	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
	M\$	M\$
Impuesto a las ganancias relativo a nuevas mediciones de planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(266.553)	64.881
Total Impuestos a las ganancias relacionados con Otros Resultados Integrales	(266.553)	64.881

b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a “ganancia (pérdida) antes de Impuestos”, al 31 de diciembre de 2025 y 2024, es la siguiente:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	103.694.917	50.983.710
Ingreso (gasto) por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (27%)	(27.997.628)	(13.765.602)
Efecto fiscal de ingresos de actividades exentas de tributación	5.030.200	3.111.948
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(2.532.387)	(3.758.090)
Efecto por diferencia de conversión	1.300.868	1.668.332
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	(680.494)	(235.855)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	2.247.135	1.847.149
Otros efectos fiscales por conciliación entre el resultado contable y gasto por impuestos (ingreso)	1.071.819	(8.371)
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	6.437.141	2.625.113
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(21.560.487)	(11.140.489)
Tasa impositiva efectiva	20,79%	21,85%

16.2. Impuestos Diferidos

a) El detalle de los impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Diferencias temporarias Activos por impuestos diferidos	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	330.636	199.109
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	(22.949.175)	(16.901.248)
Impuestos diferidos relativos a provisión de cuentas incobrables	3.528.207	3.144.936
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	323.169	299.874
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	740.676	768.772
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	1.547.910	1.572.210
Impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales	45.428.925	31.731.065
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	1.736.591	1.577.097
Impuestos diferidos relativos a arriendos	37.398	19.854
Impuestos diferidos relativos a otras provisiones	715.772	673.681
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	2.223.773	2.223.773
Total Diferencias temporarias Activos por impuestos diferidos	33.663.882	25.309.123

Diferencias temporarias Pasivos por impuestos diferidos	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	171.755	185.621
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	(123.379.230)	(109.319.909)
Impuestos diferidos relativos a provisión de cuentas incobrables	4.686.786	3.358.686
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	705.032	620.395
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	3.014.611	2.533.196
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	918.090	403.822
Impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales	30.334.083	27.792.101
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	1.851.643	1.614.681
Impuestos diferidos relativos a arriendos	361.262	335.720
Impuestos diferidos relativos a otras provisiones	858.641	902.710
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	20.600	20.599
Total Diferencias temporarias Pasivos por impuestos diferidos	(80.456.727)	(71.552.378)

Los impuestos diferidos se presentan en el Estado Consolidado de Situación Financiera como siguen:

Diferencias temporarias, neto	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Activos por impuestos diferidos	33.663.882	25.309.123
Pasivos por impuestos diferidos	(80.456.727)	(71.552.378)
Total Diferencias temporarias, neto	(46.792.845)	(46.243.255)

b) Los movimientos de los pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2025 y 2024, son los siguientes:

Movimientos Impuestos diferidos	Activos		Pasivos	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial	25.309.123	15.577.666	71.552.378	59.724.492
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	8.948.992	10.152.732	11.408.543	9.193.136
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	170.091	(123.189)	(96.462)	(58.316)
Incremento (decremento) por diferencia de cambio	(231.406)	25.494	(2.594.769)	3.015.909
Otros incrementos (decrementos)	(532.918)	(323.580)	187.037	(322.843)
Total movimientos	8.354.759	9.731.457	8.904.349	11.827.886
Saldo final	33.663.882	25.309.123	80.456.727	71.552.378

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Administración del Grupo considera que las proyecciones de utilidades futuras de las distintas sociedades del Grupo cubren lo necesario para recuperar esos activos.

Todas las empresas de la Sociedad están radicadas en Chile, por lo que la Normativa Local vigente se aplica uniformemente a todas ellas.

17. Otros Pasivos Financieros corrientes y no corrientes

a) El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de este rubro 31 de diciembre de 2025 y 2024, es el siguiente:

Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos bancarios	321.855.793	274.427.001	-	-
Bonos	33.146.166	31.604.964	1.229.716.774	1.171.133.844
Totales	355.001.959	306.031.965	1.229.716.774	1.171.133.844

b) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con Instituciones Bancarias al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Nombre empresa deudora	Nombre acreedor	Rut acreedor	Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	Tipo de amortización	31/12/2025						
							Corrientes			No corrientes			
							Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 3 años	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes
							M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	5,12%	5,12%	Al vencimiento	115.200	15.000.000	15.115.200	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	5,12%	5,12%	Al vencimiento	192.000	25.000.000	25.192.000	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,13%	5,13%	Al vencimiento	66.975	10.000.000	10.066.975	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,13%	5,13%	Al vencimiento	133.950	20.000.000	20.133.950	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	5,08%	5,08%	Al vencimiento	22.170.610	-	22.170.610	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Itaú	97.023.000-9	CLP	5,09%	5,09%	Al vencimiento	212.083	20.000.000	20.212.083	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	5,11%	5,11%	Al vencimiento	266.146	25.000.000	25.266.146	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	4,98%	4,98%	Al vencimiento	-	15.097.525	15.097.525	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,08%	5,08%	Al vencimiento	10.077.550	-	10.077.550	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,25%	5,25%	Al vencimiento	273.438	25.000.000	25.273.438	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	5,14%	5,14%	Al vencimiento	234.156	20.000.000	20.234.156	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Itaú	97.023.000-9	CLP	4,98%	4,98%	Al vencimiento	-	20.130.033	20.130.033	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	5,31%	5,31%	Al vencimiento	205.615	17.800.000	17.205.615	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	4,98%	4,98%	Al vencimiento	-	15.097.525	15.097.525	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	5,14%	5,14%	Al vencimiento	25.249.860	-	25.249.860	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,14%	5,14%	Al vencimiento	15.147.660	-	15.147.660	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,14%	5,14%	Al vencimiento	20.185.467	-	20.185.467	-	-	-	-
Totales							94.530.710	227.325.083	321.855.793	-	-	-	-

Nombre empresa deudora	Nombre acreedor	Rut acreedor	Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	Tipo de amortización	31/12/2024						
							Corrientes			No corrientes			
							Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 3 años	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes
							M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	5,79%	5,79%	Al vencimiento	-	15.130.275	15.130.275	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	5,79%	5,79%	Al vencimiento	-	25.217.125	25.217.125	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Itaú	97.023.000-9	CLP	5,82%	5,82%	Al vencimiento	10.132.567	-	10.132.567	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Itaú	97.023.000-9	CLP	5,75%	5,75%	Al vencimiento	10.100.590	-	10.100.590	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	5,74%	5,74%	Al vencimiento	10.111.533	-	10.111.533	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	5,74%	5,74%	Al vencimiento	25.278.833	-	25.278.833	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	5,75%	5,75%	Al vencimiento	10.100.625	-	10.100.625	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,82%	5,82%	Al vencimiento	13.172.337	-	13.172.337	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,79%	5,79%	Al vencimiento	-	10.075.592	10.075.592	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,79%	5,79%	Al vencimiento	-	20.151.183	20.151.183	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	5,63%	5,63%	Al vencimiento	-	17.021.269	17.021.269	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,70%	5,70%	Al vencimiento	22.073.150	-	22.073.150	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Itaú	97.023.000-9	CLP	5,71%	5,71%	Al vencimiento	15.128.385	-	15.128.385	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	5,84%	5,84%	Al vencimiento	20.313.500	-	20.313.500	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	5,70%	5,70%	Al vencimiento	20.171.000	-	20.171.000	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,70%	5,70%	Al vencimiento	10.023.250	-	10.023.250	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	5,71%	5,71%	Al vencimiento	20.215.787	-	20.215.787	-	-	-	-
Totales							186.831.557	87.595.444	274.427.001	-	-	-	-

En relación a los préstamos bancarios suscritos, estos no tienen incorporados ninguna garantía asociada que pueda comprometer a la Sociedad.

c) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de diciembre de 2025 y 2024, es el siguiente:

Nombre empresa deudora	Segmento país	Tipo de deuda	Tipo de moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31/12/2025								
						Corrientes			No corrientes					
						Hasta 1 año			Más de 1 año hasta 2 años			Más de 2 años hasta 5 años		
						Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Bono Serie J / N° 665	UF	3,60%	Sin garantía	2.057.921	1.805.818	3.863.739	3.548.668	3.515.739	3.575.089	3.584.862	7.200.386	21.424.744
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Bono Serie L / N° 397	UF	3,75%	Sin garantía	-	9.473.642	9.473.642	8.904.665	8.831.071	8.948.108	8.964.207	26.995.532	62.643.583
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Bono Serie O / N° 742	UF	3,20%	Sin garantía	628.159	-	628.159	-	-	-	7.680.816	71.258.938	78.939.754
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Bono Serie A / N° 923	UF	2,80%	Sin garantía	-	696.868	696.868	77.200	153.835	83.608	85.927	120.545.482	120.946.052
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Bono Serie G / N° 663	UF	3,20%	Sin garantía	2.091.345	1.805.819	3.897.164	3.591.027	3.577.426	3.596.687	3.598.754	18.027.235	32.391.129
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Bono Serie M / N° 1201	UF	3,20%	Sin garantía	1.396.213	-	1.396.213	216.066	434.740	239.109	247.574	80.574.166	81.711.655
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Bono Serie E / N° 646	UF	4,00%	Sin garantía	3.096.874	-	3.096.874	-	-	52.522.887	52.902.582	52.994.674	158.420.143
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Bono Serie H / N° 762	UF	3,90%	Sin garantía	-	2.278.907	2.278.907	-	-	-	-	119.145.575	119.145.575
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Bono Serie J / N° 945	UF	1,90%	Sin garantía	-	1.828.883	1.828.883	239.032	470.149	251.646	256.123	202.637.666	203.854.616
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	STASCL 32	USD	4,26%	Sin garantía	5.985.717	-	5.985.717	-	-	-	-	350.239.523	350.239.523
Totales						15.256.229	17.889.937	33.146.166	16.576.658	16.982.960	69.217.134	77.320.845	1.049.619.177	1.229.716.774

Nombre empresa deudora	Segmento país	Tipo de deuda	Tipo de moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31/12/2024								
						Corrientes			No corrientes					
						Hasta 1 año			Más de 1 año hasta 2 años		Más de 2 años hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años	
						Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corriente
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Bono Serie J / N° 665	UF	3,60%	Sin garantía	2.024.822	1.746.216	3.771.038	3.492.431	3.492.431	3.492.431	3.492.431	10.169.906	24.139.630
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Bono Serie L / N° 397	UF	3,75%	Sin garantía	483.611	8.731.076	9.214.687	8.731.076	8.731.076	8.731.076	8.731.076	34.246.752	69.171.056
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Bono Serie O / N° 742	UF	3,20%	Sin garantía	607.426	-	607.426	-	-	-	-	76.281.303	76.281.303
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Bono Serie A / N° 923	UF	2,80%	Sin garantía	-	673.867	673.867	-	-	-	-	116.996.306	116.996.306
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Bono Serie G / N° 663	UF	3,20%	Sin garantía	2.049.928	1.746.215	3.796.143	3.492.431	3.492.431	3.492.431	3.492.431	20.821.176	34.790.900
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Bono Serie E / N° 646	UF	4,00%	Sin garantía	-	2.995.058	2.995.058	-	-	-	-	153.077.811	153.077.811
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Bono Serie H / N° 762	UF	3,90%	Sin garantía	-	2.203.829	2.203.829	-	-	-	-	115.199.028	115.199.028
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Bono Serie I / N° 945	UF	1,90%	Sin garantía	-	1.767.753	1.767.753	-	-	-	-	197.317.240	197.317.240
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	STASCL 32	USD	0,35%	Sin garantía	6.575.163	-	6.575.163	-	-	-	-	384.160.570	384.160.570
Totales						11.740.950	19.864.014	31.604.964	15.715.938	15.715.938	15.715.938	15.715.938	1.108.270.092	1.171.113.844

d) A continuación, se describe el detalle con la principal información de la emisión y colocación de las líneas de Bonos de la Sociedad y sus filiales:

Razón social	Nombre abreviado	Contrato de Bonos / N° de Registro	Representante de los Tenedores de Bonos	Fecha Escritura	Fecha última modificación	Notaría	Fecha de Colocación	Monto Colocación	Monto Colocación
								UF	USD
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	Emisión de Línea Serie E / N° 646	Banco de Chile	07/10/2010	08/11/2010	José Musalem Saffie	25/11/2010	4.000.000	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	Emisión de Línea Serie H / N° 762	Banco Bice	27/06/2013	23/08/2013	José Musalem Saffie	29/08/2013	3.000.000	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	Emisión de Línea Serie I / N° 945	Banco de Chile	10/09/2018	18/06/2019	Roberto Antonio Cifuentes	11/07/2019	5.000.000	-
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Emisión de Línea Serie J / N° 665	Banco de Chile	11/02/2012	22/09/2012	José Musalem Saffie	05/10/2011	1.000.000	-
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Emisión de Línea Serie L / N° 397	Banco de Chile	29/07/2004	29/11/2012	José Musalem Saffie	20/12/2012	2.500.000	-
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Emisión de Línea Serie O / N° 742	Banco de Chile	26/10/2012	29/09/2014	José Musalem Saffie	27/11/2014	2.000.000	-
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Emisión de Línea Serie A / N° 923	Banco de Chile	10/09/2018	10/09/2018	Roberto Antonio Cifuentes	10/01/2019	4.000.000	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Emisión de Línea Serie G / N° 663	Banco de Chile	11/02/2011	15/09/2014	José Musalem Saffie	27/11/2014	1.000.000	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Bono Serie M / N° 1201	Banco de Chile	16/01/2025	-	Notaría Leiva	28/01/2025	2.000.000	-
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	144A/REG-S	UMB Bank	N.A	N.A	N.A	21/01/2022	-	390.000.000

18. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas por pagar comerciales	203.664.334	214.904.804	21.038.688	121.889.018
Otras cuentas por pagar	38.665.426	35.621.090	-	-
Totales Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	242.329.760	250.525.894	21.038.688	121.889.018

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Proveedores por compra de energía y peajes (*)	119.991.421	141.723.929	21.038.688	121.889.018
Proveedores por compra de combustible y gas	2.337.089	1.727.702	-	-
Cuentas por pagar por importaciones en tránsito	2.132.447	1.816.417	-	-
Cuentas por pagar por bienes y servicios	79.203.377	69.636.756	-	-
Dividendos por pagar a terceros	351.344	440.152	-	-
Cuentas por pagar a instituciones fiscales	1.471.727	1.620.991	-	-
IVA débito fiscal	14.162.275	11.846.412	-	-
Otras cuentas por pagar	22.680.080	21.713.535	-	-
Totales Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	242.329.760	250.525.894	21.038.688	121.889.018

(*) Las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar incluyen, cuentas por pagar acumuladas asociadas a las leyes 21.185 y 21.472 correspondientes al Fondo de Estabilización de Tarifas (PEC 1 y PEC 2), el cual se traduce en un Pass through de las cuentas por cobrar. (Ver nota 7, deudores comerciales).

El detalle por vencimiento de cuentas por pagar comerciales al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Proveedores con pago al día	31/12/2025			
	Bienes	Servicios	Otros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta 30 días	23.149.029	160.172.962	20.342.343	203.664.334
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	-	-
Totales	23.149.029	160.172.962	20.342.343	203.664.334

Proveedores con pago al día	31/12/2024			
	Bienes	Servicios	Otros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta 30 días	26.740.571	169.189.822	18.974.411	214.904.804
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	-	-
Totales	26.740.571	169.189.822	18.974.411	214.904.804

En relación al pago de proveedores, en general se efectúa en el plazo de 30 días y además no se encuentran afectos a intereses.

El detalle de los principales proveedores de Cuentas por pagar comerciales al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Razón social proveedor	RUT	31/12/2025	
		M\$	%
Engie Energía Chile S.A.	88.006.900-4	17.016.863	8,36%
B. Bosch S.A.	84.716.400-K	7.086.891	3,48%
Gm Holdings S.A	76.240.103-7	4.869.319	2,39%
Equans Mantenimiento y Montaje Eléctrico SpA	96.543.670-7	3.475.435	1,71%
Chint Electric Co.Ltd	Proveedor Extranjero	2.389.523	1,17%
Besalco Energía Renovable S.A.	76.249.099-4	2.159.787	1,06%
Elecnor Chile S. A.	96.791.730-3	1.823.431	0,90%
Emec Montajes Eléctricos y Construcción Ltda.	76.048.740-6	1.712.869	0,84%
Enel Generacion Chile S.A.	91.081.000-6	1.364.950	0,67%
Weg Chile S.A.	99.528.050-7	1.338.979	0,66%
Provisión Energía y Peajes (CEN) (*)		90.450.648	44,41%
Otros Proveedores		69.975.639	34,36%
Totales		203.664.334	100,00%

Razón social proveedores	RUT	31/12/2024	
		M\$	%
Engie Energía Chile S.A.	88.006.900-4	7.002.269	3,26%
Equans Mantenimiento y Montaje Eléctrico SpA	96.543.670-7	3.349.688	1,56%
Colbun S.A.	96.505.760-9	3.217.810	1,50%
Besalco Energía Renovable S.A.	76.249.099-4	2.711.318	1,26%
Enercon GmbH	Proveedor Extranjero	2.237.209	1,04%
Globaltec Servicios y Construcción	76.051.155-2	1.966.397	0,92%
Finning Chile S.A.	91.489.000-4	1.503.073	0,70%
Ing y Serv Serviland Ltda.	77.914.810-6	1.435.349	0,67%
Emec Montajes Eléctricos y Construcción Ltda.	76.048.740-6	1.338.381	0,62%
Energys S.A.	76.131.054-2	1.178.943	0,55%
Provisión Energía y Peajes (CEN) (*)		115.199.694	53,60%
Otros Proveedores		73.764.673	34,32%
Totales		214.904.804	100,00%

(*) Energía y Peajes pendientes de reliquidación y/o facturación por el Sistema Eléctrico.

19. Instrumentos financieros

19.1. Instrumentos financieros por categoría

Según categoría los activos y pasivos por instrumentos financieros son los siguientes:

a) Activos Financieros

Activos financieros	31/12/2025		
	A costo amortizado	A valor razonable con cambio en resultados	Totales
	M\$	M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	48.248.696	9.961.466	58.210.162
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	485.247.442	-	485.247.442
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	27.946.957	-	27.946.957
Otros activos financieros no corrientes	3.079.028	-	3.079.028
Totales Activos financieros	564.522.123	9.961.466	574.483.589

Activos financieros	31/12/2024		
	A costo amortizado	A valor razonable con cambio en resultados	Totales
	M\$	M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	53.577.595	17.265.586	70.843.181
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	578.350.148	-	578.350.148
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	5.773.984	-	5.773.984
Otros activos financieros no corrientes	5.025.260	-	5.025.260
Totales Activos financieros	642.726.987	17.265.586	659.992.573

b) Pasivos Financieros

Pasivos financieros	31/12/2025	
	A costo amortizado	Totales
	M\$	M\$
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	1.584.718.733	1.584.718.733
Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	20.885.571	20.885.571
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes	263.368.448	263.368.448
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	148.734.032	148.734.032
Totales Pasivos financieros	2.017.706.784	2.017.706.784

Pasivos financieros	31/12/2024	
	A costo amortizado	Totales
	M\$	M\$
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	1.477.165.809	1.477.165.809
Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	4.086.572	4.086.572
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes	372.414.912	372.414.912
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	148.624.710	148.624.710
Totales Pasivos financieros	2.002.292.003	2.002.292.003

19.2. Valor Razonable de instrumentos financieros

a) Valor Razonable de instrumentos financieros contabilizados a costo amortizado

A continuación, se resumen los valores razonables de los principales activos y pasivos financieros, incluyendo aquellos que en el Estado Consolidado de Situación Financiera no se presentan a su valor razonable.

Activos financieros	31/12/2025	
	Valor libro	Valor razonable
	M\$	M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado		
Efectivo en caja	6.566.844	6.566.844
Saldo en bancos	6.696.541	6.696.541
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	485.247.442	485.247.442

Pasivos financieros	31/12/2025	
	Valor libro	Valor razonable
	M\$	M\$
Pasivos financieros mantenidos a costo amortizado		
Otros pasivos financieros corrientes (deuda bancaria)	321.855.793	321.855.793
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes (bonos)	1.264.855.165	1.279.301.540
Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	20.885.571	20.885.571
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes	263.368.448	263.368.448
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	148.734.032	148.734.032

b) Metodología y supuestos utilizados en el cálculo del Valor Razonable

El Valor Razonable de los Activos y Pasivos Financieros se determinaron mediante la siguiente metodología:

- a) Los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes así como los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar corresponden a saldos por cobrar principalmente asociados a venta de energía y peajes, los cuales tienen un horizonte de cobro de corto plazo y por otro lado, no presentan un mercado formal donde se transen. De acuerdo a lo anterior, la valoración a costo o costo amortizado en una buena aproximación del Valor Razonable.
- b) El Valor Razonable de los Bonos y de la Deuda Bancaria, se determinó en base a referencias de precios de mercado, ya que estos instrumentos son transados en el mercado bajo condiciones estándares y con un alto grado de liquidez.

c) Reconocimiento de mediciones a Valor Razonable en los Estados Financieros Consolidados:

El reconocimiento del valor razonable en los Estados Financieros Consolidados se realiza de acuerdo con los siguientes niveles:

- Nivel 1: Corresponde a metodologías de medición a Valor Razonable mediante cuotas de mercados (sin ajustes) en mercado activos y considerando los mismos Activos y Pasivos valorizados.
- Nivel 2: Corresponde a metodologías de medición a Valor Razonable mediante datos de cotizaciones de mercado, no incluidos en Nivel 1, que sean observables para los Activos y Pasivos valorizados, ya sea directamente (precios) o indirectamente (derivado de los precios).
- Nivel 3: Corresponde a metodologías de medición a Valor Razonable mediante técnicas de valorización, que incluyan datos sobre los Activos y Pasivos valorizados, que no se basen en datos de mercados observables.

20. Provisiones

20.1. Juicios y multas

En el curso normal de sus operaciones, la Compañía es parte en diversos juicios y acciones legales iniciadas, o en proceso de inicio, derivadas de operaciones de la industria en la cual opera. En opinión de la administración y sus asesores legales, a la fecha de estos estados financieros, no es posible estimar con exactitud potenciales pérdidas por este concepto.

20.2. Otras provisiones corrientes

- a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Otras provisiones corrientes	Corrientes	
	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Otras provisiones (*)	6.526.321	7.414.919
Totales	6.526.321	7.414.919

(*) Corresponde a provisiones de multas y juicios.

b) El movimiento de las provisiones durante los años 2025 y 2024, es el siguiente:

Movimientos Otras provisiones corrientes	Reclamaciones legales	Totales
	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2025	7.414.919	7.414.919
Provisiones adicionales	2.467.388	2.467.388
Provisiones no utilizadas	(3.178.607)	(3.178.607)
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(62.428)	(62.428)
Provisiones utilizadas	(114.951)	(114.951)
Total movimientos	(888.598)	(888.598)
Saldo final al 31/12/2025	6.526.321	6.526.321

Movimientos Otras provisiones corrientes	Reclamaciones legales	Totales
	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2024	7.941.576	7.941.576
Provisiones adicionales	3.136.159	3.136.159
Provisiones no utilizadas	(734.005)	(734.005)
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(1.549.986)	(1.549.986)
Provisiones utilizadas	(1.378.825)	(1.378.825)
Total movimientos	(526.657)	(526.657)
Saldo final al 31/12/2024	7.414.919	7.414.919

20.3. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados

a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corrientes	
	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	3.791.850	3.469.617
Provisión por beneficios anuales	17.524.377	15.587.774
Totales	21.316.227	19.057.391

El detalle del movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2025 y 2024, es el siguiente:

Movimientos Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Vacaciones del personal	Beneficios anuales	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2025	3.469.617	15.587.774	19.057.391
Incremento (decremento) en provisiones existentes	3.411.087	17.457.861	20.868.948
Provisiones utilizadas	(3.088.854)	(15.521.258)	(18.610.112)
Total movimientos	322.233	1.936.603	2.258.836
Saldo final al 31/12/2025	3.791.850	17.524.377	21.316.227

Movimientos Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Vacaciones del personal	Beneficios anuales	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2024	3.163.174	15.527.320	18.690.494
Incremento (decremento) en provisiones existentes	3.805.451	15.288.368	19.093.819
Provisiones utilizadas	(3.499.008)	(15.227.914)	(18.726.922)
Total movimientos	306.443	60.454	366.897
Saldo final al 31/12/2024	3.469.617	15.587.774	19.057.391

20.4. Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados

a) Beneficios de prestación definida:

Indemnizaciones por años de servicios: El trabajador percibe una proporción de su sueldo base (0,9) por cada año de en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios permanencia durante a lo menos 10 años.

El desglose de las provisiones no corrientes al 31 de diciembre de 2025 y 2024, es el siguiente:

Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	No corrientes	
	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Indemnizaciones por años de servicios	26.561.520	22.458.450
Totales	26.561.520	22.458.450

Desembolsos futuros

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida en el presente año ascienden a M\$2.959.517.

Duración de los compromisos

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones para la Sociedad y sus filiales corresponde a 8 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 y más años es como sigue:

Años	Monto
	M\$
1	2.959.517
2	2.129.218
3	2.379.824
4	2.366.095
5	2.192.218
6 a 10	11.955.983

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante los años 2025 y 2024, es el siguiente:

Movimientos Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	Totales
	M\$
Saldo inicial al 01/01/2025	22.458.450
Costo por intereses	1.289.134
Costo del servicio del ejercicio	2.657.945
Costo de ejercicios anteriores	195.799
Pagos realizados en el ejercicio	(814.282)
Variación actuarial por cambio de tasa	774.474
Total movimientos	4.103.070
Saldo final al 31/12/2025	26.561.520

Movimientos Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	Totales
	M\$
Saldo inicial al 01/01/lunes	20.195.037
Costo por intereses	1.377.150
Costo del servicio del ejercicio	2.128.787
Costo de periodos anteriores	323.662
Pagos realizados en el ejercicio	(1.325.886)
Variación actuarial por cambio de tasa	(240.300)
Total movimientos	2.263.413
Saldo final al 31/12/martes	22.458.450

c) Los montos registrados en los Estado Consolidado de resultados integrales, son los siguientes:

Gasto reconocido en Otros Resultados Integrales	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
	M\$	M\$
Costo por intereses	1.289.134	1.377.150
Costo del servicio del ejercicio	2.657.945	2.128.787
Total Gasto reconocido en Estado de Resultados	3.947.079	3.505.937
Pérdida actuarial neta por plan de beneficios definidos	774.474	(240.300)
Totales Gasto reconocido en Otros Resultados Integrales	4.721.553	3.265.637

d) Supuestos actuariales utilizadas al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

Supuestos actuariales	31/12/2025	31/12/2024
Tasa de descuento (nominal)	5,37%	5,32%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	1,50%	1,30%
Tablas de mortalidad	RV H 2020 / RV M 2020	RV H 2020 / RV M 2020
Tasa de rotación	3,60%	3,60%
Edad de retiro	65 H / 60 M	65 H / 60 M

e) Sensibilizaciones

Sensibilización de tasa de descuento:

Al 31 de diciembre de 2025, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de 1 punto porcentual en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

Sensibilización de la tasa de descuento	Disminución de 1%	Incremento de 1%
	M\$	M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos aumento / (disminución) de pasivo	2.230.979	(1.940.442)

Sensibilización de tasa esperada de incremento salarial:

Al 31 de diciembre de 2025, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de 1 punto porcentual en la tasa esperada de incremento salarial genera los siguientes efectos:

Sensibilización esperada de incremento salarial	Disminución de 1%	Incremento de 1%
	M\$	M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos (disminución) / aumento de pasivo	(1.890.801)	2.133.529

21. Otros activos y pasivos no financieros

a) El detalle de los activos no financieros al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Gastos anticipados	3.915.988	3.669.536	360.396	88.949
Remesas de importaciones	3.314.795	3.886.693	-	-
Otros activos no financieros	285.709	475.572	31.019	31.525
Total Otros activos no financieros	7.516.492	8.031.801	391.415	120.474

b) El detalle de los pasivos no financieros al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Subvenciones gubernamentales (obras FNDR) (*)	18.471.231	19.849.801	-	-
Otras obras de terceros	20.142.959	15.640.277	-	-
Ingresos anticipados por venta de peajes	386.445	386.445	6.642.273	7.070.039
Otros pasivos no financieros	-	-	2.795.977	3.534.132
Total Otros pasivos no financieros	39.000.635	35.876.523	9.438.250	10.604.171

(*) Las subvenciones corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación rural, netos de los costos realizados por la Sociedad y sus filiales, y se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.15.2.

El detalle de los ingresos anticipados por venta de peajes al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Clientes	Fecha liquidación	Corrientes		No corrientes	
		31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
		M\$	M\$	M\$	M\$
Hidroensur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	01/06/2042	91.929	91.929	1.424.907	1.516.837
Hidroensur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	01/06/2042	83.571	83.571	1.295.341	1.378.912
Hidroensur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	01/06/2042	23.102	23.102	752.088	800.067
Hidroensur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	01/12/2043	27.537	27.537	474.786	502.323
Hidroensur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	01/08/2042	47.223	47.223	346.362	368.707
Hidroensur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	01/06/2045	16.371	16.371	318.995	335.366
Hidroensur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	01/11/2046	14.852	14.852	321.473	336.325
Hidroensur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	01/08/2042	17.397	17.397	273.100	290.496
Hidroensur, Hidronalcas, Hidropalmar, Hidro Ensenada e Hidrobonito (*)	-	48.796	48.796	1.012.585	1.061.384
Parque Eólico Cabo Leones I S.A. (*)	31/12/2047	-	-	138.858	159.519
Ibèreólica Cabo Leones II S.A. (*)	31/12/2047	-	-	138.859	159.519
Eólica La Esperanza S.A. (**)	31/03/2036	15.667	15.667	144.919	160.584
Total Clientes		386.445	386.445	6.642.273	7.070.039

(*) La amortización es a 30 años desde la puesta en marcha por cada tramo.

(**) La amortización es a 20 años desde la puesta en marcha por cada tramo.

22. Patrimonio

22.1. Patrimonio neto de la Sociedad

22.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, el capital social de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. asciende a M\$483.747.016. El capital está representado por 100 acciones serie A y 93.780.651 acciones serie B suscritas y pagadas.

Las acciones serie A tienen todos los derechos que la normativa vigente les confiere a las acciones ordinarias. Por su parte, las acciones serie B tienen todos los derechos que la normativa vigente les confiere a las acciones ordinarias, pero que gozan de la preferencia para convocar a juntas de Accionistas (tendrán el privilegio de convocar juntas ordinarias y extraordinarias de Accionistas, cuando lo soliciten, a lo menos, el 5% de estas acciones) y la limitación para elegir Directores (no tendrán derecho a elegir Directores).

22.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 30 de abril de 2025 se acordó no distribuir dividendos con cargos a las utilidades del ejercicio 2024.

Durante el ejercicio 2025 se llevó a cabo el pago de Dividendos por un monto total M\$285.973 a los accionistas minoritarios de las siguientes empresas: Saesa, Frontel, STS, Edelayesen y STA.

En el año 2024 “En Junta Ordinaria de Accionistas del día 30 de abril de 2024 se acordó no distribuir dividendos con cargos a las utilidades del ejercicio 2023.

Durante el ejercicio 2024 se llevó a cabo el pago de Dividendos por un monto total M\$300.378 a los accionistas minoritarios de las siguientes empresas: Saesa, Frontel, STS, Edelayesen y STA.

22.1.3 Otras reservas

El detalle al 31 de diciembre de 2025 de otras reservas es el siguiente:

Movimientos Otras reservas	Saldo inicial al 01/01/2025	Reserva de diferencias de cambio en conversiones	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Saldo final al 31/12/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Reserva de diferencias de cambio en conversiones, neta de impuestos diferidos	39.616.976	(15.864.396)	-	-	23.752.580
Reserva de coberturas de flujo de efectivo, neta de impuestos	984	-	-	-	984
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos, neta de impuestos diferidos	(633.182)	-	(718.092)	-	(1.351.274)
Otras reservas varias (*)	22.215.700	-	-	(25.364)	22.190.336
Efecto fusión STS y Sagesa (proforma)	9.870				9.870
Efecto fusión filiales al 31/05/2011 (**)	19.506.605				19.506.605
Totales	80.716.953	(15.864.396)	(718.092)	(25.364)	64.109.101

El detalle al 31 de diciembre de 2024 de otras reservas es el siguiente:

Movimientos Otras reservas	Saldo inicial al 01/01/2024	Reserva de diferencias de cambio en conversiones	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Saldo final al 31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Reserva de diferencias de cambio en conversiones, neta de impuestos diferidos	24.122.357	15.494.619	-	-	39.616.976
Reserva de coberturas de flujo de efectivo, neta de impuestos	984	-	-	-	984
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos, neta de impuestos diferidos	(796.493)	-	163.311	-	(633.182)
Otras reservas varias (*)	22.215.700	-	-	-	22.215.700
Efecto fusión STS y Sagesa (proforma)	9.870				9.870
Efecto fusión filiales al 31/05/2011 (**)	19.506.605				19.506.605
Totales	65.059.023	15.494.619	163.311	-	80.716.953

(*) Otras reservas varias por M\$22.215.700, están compuestas por M\$8.506.366 que corresponden a revalorización del capital pagado por el año 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), abono por M\$585.683 por efecto de la compra a Eléctrica Puntilla S.A. del 49,9% de las acciones que esta poseía en la Sociedad Sistema de Transmisión del Centro S.A. ("STC") por parte de Inversiones Los Lagos IV Limitada, M\$11.873.639 por efecto de la fusión de STS con Saesa Transmisión y Frontel Transmisión, M\$122.306 por efecto de la participación en STA, producto de las acciones pendientes de pago y por M\$2.300.552, por efecto de absorción de su filial Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., realizada el 5 de diciembre de 2008. Esta última operación fue tratada como unificación de intereses por corresponder a empresas bajo control común.

Con fecha 1 de diciembre de 2021, se realizó la fusión por incorporación de las empresas de transmisión antigua STS, Frontel Transmisión en Nueva STS, quedando la mencionada Sociedad como continuadora legal. Luego de producida la fusión la empresa pasó a denominarse Sistema de Transmisión del Sur S.A. o STS (Nueva STS). En esta fusión se originó una plusvalía tributaria que dio origen a un activo por impuesto diferido de MM\$ 12.017 millones. Por tratarse de una operación entre partes relacionadas, los efectos que se originen deben formar parte del patrimonio. Bajo esa directriz la Sociedad reclasificó este efecto en Otras reservas.

(**) El efecto por fusión de M\$19.506.605 se origina en la fusión por absorción de las sociedades filiales (Antigua Saesa y Antigua Frontel). Producto de lo anterior y de acuerdo a normas tributarias vigentes, se originaron beneficios tributarios que implicaron mayores activos por impuestos diferidos de M\$19.749.955, la diferencia por M\$243.350, corresponde al ajuste de participación de la Sociedad en Saesa y Frontel producto del canje de acciones, como consecuencia de la fusión materializada el 31 de mayo de 2011.

22.1.4 Diferencias de conversión

El detalle de las sociedades filiales y de las sociedades relacionadas que presentan reservas por diferencias de conversión netas de impuestos al 31 de diciembre de 2025 y 2024, es el siguiente:

Reservas de diferencias de cambio en conversiones		31/12/2025	31/12/2024
		M\$	M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	4.566.714	5.002.927
Sagesa Generación S.A.	SAGESA GX	6.534.045	9.369.370
STA II S.A.	STA II	164.604	707.855
Sagesa S.A.	SAGESA TX	(15.570)	(15.570)
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	STC	5.874.942	9.122.500
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	STN	7.282.937	11.945.904
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	SATT	5.372.113	9.318.600
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	CABO LEONES	941.334	2.180.499
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	(6.999.686)	(8.730.550)
Tolchén Transmisión SpA	TOLCHÉN	31.147	715.441
Total Reservas de diferencias de cambio en conversiones		23.752.580	39.616.976

La reserva de conversión proviene de las diferencias de cambio que se originan en la conversión de las filiales que tienen moneda funcional dólar estadounidense.

22.1.5 Ganancias Acumuladas

Los saldos de Ganancias Acumuladas al 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

Movimientos Ganancias (pérdidas) acumuladas	Utilidad líquida distribuible acumulada	Ajustes de primera adopción no realizados	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2025	145.100.737	373.036	145.473.773
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	81.472.734	-	81.472.734
Reverso provisión dividendo año anterior	11.656.018	-	11.656.018
Provisión dividendo mínimo del ejercicio	(24.441.819)	-	(24.441.819)
Total movimientos	68.686.933	-	68.686.933
Saldo final al 31/12/2025	213.787.670	373.036	214.160.706

La utilidad distribuible del año 2025, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2025, esto es M\$81.472.734.

(*) El efecto de la reversa de la provisión correspondiente al ejercicio anterior, junto con la provisión del dividendo correspondiente al año 2025, se refleja de manera detallada en la nota de patrimonio del estado financiero del presente año.

Los saldos de Ganancias Acumuladas al 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

Movimientos Ganancias (pérdidas) acumuladas	Utilidad líquida distribuible acumulada	Ajustes de primera adopción no realizados	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2024	103.459.481	373.036	103.832.517
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	38.853.396	-	38.853.396
Reverso provisión dividiendo año anterior	14.443.878	-	14.443.878
Provisión dividiendo mínimo del ejercicio	(11.656.018)	-	(11.656.018)
Total movimientos	41.641.256	-	41.641.256
Saldo final al 31/12/2024	145.100.737	373.036	145.473.773

La utilidad distribuible del año 2024, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2024, esto es M\$48.146.261.

22.2. Gestión de capital

El objetivo de la Sociedad y sus filiales es mantener un nivel adecuado de capitalización, que le permita asegurar el desarrollo de sus objetivos operacionales y financieros en el mediano y largo plazo, con el fin de generar retornos a sus accionistas.

22.3. Restricciones a la disposición de fondos

En virtud de los contratos de emisión de bonos que posee la Sociedad, el envío de flujo a sus accionistas está condicionado, al cumplimiento de las restricciones financieras mencionadas en la Nota 35 junto a que en una cuenta de reserva especial se tengan los flujos necesarios para el pago de sus obligaciones financieras por los próximos 12 meses. En virtud de lo anterior, la Administración tiene como objetivo realizar las operaciones de pago a sus accionistas en los períodos que hagan más eficiente el uso de los recursos de modo de disminuir los costos financieros asociados.

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, la cuenta de reserva especial no tiene saldo.

22.4. Patrimonio de participaciones no controladoras

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de no controladores en el patrimonio al 31 de diciembre de 2025 y 2024 y los efectos en ganancia de los no controladores al 31 de diciembre de 2025 y 2024, son los siguientes:

RUT	Razón social	Nombre abreviado	% Participación		Patrimonio filiales		Participaciones no controladoras	
			31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	6,762675%	6,762675%	107.550.141	102.855.852	7.273.267	6.955.807
77.708.654-5	Sagesa Generación S.A.	SAGESA GX	0,001334%	0,001334%	29.945.957	31.792.189	399	424
76.186.388-6	Sagesa S.A.	SAGESA TX	0,001334%	0,001334%	24.000.614	21.686.488	320	289
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	0,083632%	0,083632%	275.222.987	268.263.619	230.175	224.354
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	0,626256%	0,626256%	218.364.638	206.811.773	1.367.524	1.295.171
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	0,030642%	0,030642%	366.738.776	332.989.793	112.376	102.035
77.729.726-0	STA II S.A.	STA II	0,030642%	0,030642%	38.990.722	39.768.413	11.948	12.186
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	0,141435%	0,141435%	279.132.436	244.562.172	394.792	345.899
Totales							9.390.801	8.936.165

RUT	Razón social	Nombre abreviado	% Participación		Resultado filiales		Participaciones no controladoras	
			01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	6,762675%	6,762675%	6.733.739	12.116.310	455.381	819.387
77.708.654-5	Sagesa Generación S.A.	SAGESA GX	0,001334%	0,001334%	1.420.814	(1.282.033)	19	(17)
76.186.388-6	Sagesa S.A.	SAGESA TX	0,001334%	0,001334%	3.473.185	3.741.108	46	50
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	0,083632%	0,083632%	10.677.872	710.083	8.930	594
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	0,626256%	0,626256%	16.675.748	22.427.556	104.436	140.454
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	0,030642%	0,030642%	67.398.129	23.457.616	20.652	7.187
77.729.726-0	STA II S.A.	STA II	0,030642%	0,030642%	4.230.189	(2.146.485)	1.296	(658)
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	0,141435%	0,141435%	50.154.637	16.140.075	70.936	22.828
Totales							661.696	989.825

23. Ingresos

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2025 y 2024, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
	M\$	M\$
Venta de Energía	996.298.601	913.996.503
Distribución	762.231.133	685.322.283
Residencial	381.715.476	334.483.768
Comercial	187.646.613	173.320.240
Industrial	64.014.726	59.335.855
Otros (*)	128.854.318	118.182.420
Transmisión	123.371.305	114.570.757
Generación y Comercialización	110.696.163	114.103.463
Otros ingresos	43.342.884	40.603.015
Apoyos	877.421	883.034
Arriendo medidores	1.215.874	1.182.288
Cargo por pago fuera de plazo	9.551.868	10.437.175
Mantenimiento de líneas de transmisión	30.309.649	26.477.837
Otros	1.388.072	1.622.681
Total Ingresos de actividades ordinarias	1.039.641.485	954.599.518

(*) El detalle de los Otros Ingresos de distribución, es el siguiente:

Otros Ingresos de actividades ordinarias de Distribución	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
	M\$	M\$
Agrícola	40.591.280	37.794.788
Transporte	81.337	78.584
Municipal	36.915.569	33.502.331
Alumbrado público	25.733.391	24.173.691
Otros	25.532.741	22.633.026
Total Otros Ingresos de actividades ordinarias de Distribución	128.854.318	118.182.420

Otros ingresos

Otros ingresos	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
	M\$	M\$
Prestación de servicios	3.805.481	4.271.355
Construcción de obras y trabajos a terceros	64.351.187	50.719.068
Venta de materiales, equipos y servicios	2.216.793	23.056.582
Arrendamientos	4.159.349	2.790.887
Intereses créditos y préstamos	480.461	364.816
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	384.650	2.576.891
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	27.580	27.927
Otros ingresos	4.742.694	6.908.868
Total Otros ingresos	80.168.195	90.716.394

A continuación, se presenta la clasificación de ingresos ordinarios y otros ingresos al 31 de diciembre de 2025 y 2024 según la clasificación establecida por NIIF 15:

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
	M\$	M\$
Reconocimientos de ingresos a lo largo del tiempo		
Venta de energía distribución	762.231.133	685.322.283
Transmisión	123.371.305	114.570.756
Generación y comercialización	110.696.163	114.103.463
Otros ingresos	43.342.884	40.603.016
Total Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo	1.039.641.485	954.599.518
Total Ingresos de actividades ordinarias	1.039.641.485	954.599.518
Otros ingresos	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
	M\$	M\$
Reconocimientos de ingresos a lo largo del tiempo		
Prestación de servicios	3.805.481	4.271.355
Construcción de obras y trabajos a terceros	64.351.187	50.719.067
Intereses créditos y préstamos	480.461	364.816
Arrendamientos	4.159.349	2.790.887
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	27.580	27.927
Otros Ingresos	4.742.694	6.908.869
Total Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo	77.566.752	65.082.921
Reconocimientos de ingresos en un punto del tiempo		
Venta de materiales, equipos y servicios	2.216.793	23.056.582
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	384.650	2.576.891
Total Ingresos reconocidos en un punto del tiempo	2.601.443	25.633.473
Total Otros ingresos	80.168.195	90.716.394

24. Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
	M\$	M\$
Compras de energías y peajes	526.465.203	499.034.488
Combustibles para generación, materiales y servicios consumidos	67.013.367	66.685.907
Total Materias primas y consumibles utilizados	593.478.570	565.720.395

25. Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	99.408.481	94.276.691
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	10.686.449	9.799.206
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	5.348.270	5.638.792
Activación costo de personal	(12.015.422)	(9.122.638)
Total Gastos por beneficios a los empleados	103.427.778	100.592.051

26. Gasto por Depreciación y Amortización

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Gasto por depreciación y amortización	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
	M\$	M\$
Depreciaciones de Propiedades, Planta y Equipo	59.976.915	54.007.761
Amortizaciones de Intangibles	9.412.845	7.666.522
Amortizaciones de Activos por derecho de uso	4.403.122	1.197.847
Total Gasto por depreciación y amortización	73.792.882	62.872.130

27. Pérdida por deterioro

El detalle de los rubros referidos a deterioros al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Ganancia (pérdida) por deterioro	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
	M\$	M\$
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con la NIIF 9	11.716.653	9.335.266
Total Ganancia (pérdida) por deterioro	11.716.653	9.335.266

28. Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Otros gastos, por naturaleza	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
	M\$	M\$
Operación y mantención sistema eléctrico	53.111.743	56.206.559
Sistema generación	7.475.699	6.662.351
Mantención medidores, ciclo comercial	24.831.563	21.698.948
Operación vehículos, viajes y viáticos	5.238.556	5.176.188
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	369.912	956.873
Provisiones y castigos	2.810.525	1.306.275
Gastos de administración y otros servicios prestados	19.131.653	17.304.105
Egresos por construcción de obras a terceros	43.723.593	35.148.193
Otros gastos por naturaleza	1.945.712	4.813.618
Total Otros gastos, por naturaleza	158.638.956	149.273.110

29. Resultados Financieros

El detalle de los ingresos y costos financieros al 31 de diciembre de 2025 y 2024, es el siguiente:

Resultado financiero	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	1.566.408	1.770.175
Ingresos financieros	1.566.408	1.770.175
Gastos por préstamos bancarios	(14.940.877)	(11.671.672)
Gastos por bonos	(43.430.806)	(40.183.306)
Otros gastos financieros	(6.486.380)	(5.981.041)
Activación gastos financieros	7.371.424	7.893.292
Costos financieros	(57.486.639)	(49.942.727)
Resultados por unidades de reajuste	(30.464.010)	(36.140.720)
Positivas	49.374.868	11.480.090
Negativas	(38.340.713)	(33.043.437)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	11.034.155	(21.563.347)
Total Resultado financiero	(75.350.086)	(105.876.619)

30. Otras ganancias (pérdidas)

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 diciembre de 2025 y 2024, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
	M\$	M\$
Ingresos por enajenación de Activo Fijo	1.207.145	2.698.640
Egresos por enajenación de Activo Fijo	(916.983)	(3.361.271)
Total Otras ganancias (pérdidas)	290.162	(662.631)

31. Segmentos de Negocio

De acuerdo con la definición entregada en NIIF 8 que establece las normas a informar respecto a los segmentos operativos y revelaciones relacionadas con productos y servicios, se reconoce como “Segmentos de Operación” todas aquellas actividades que desarrolla el negocio de las cuales puede obtener ingresos e incurrir en gastos asociados de las actividades ordinarias, cuyos resultados son revisados en forma regular por la Administración para la toma de decisiones de operación y sobre los cuales se dispone de información financiera suficiente y diferenciada para gestionar y evaluar el rendimiento del negocio.

Asimismo, el Grupo reconoce, gestiona y evalúa el rendimiento de sus operaciones por los siguientes segmentos de negocio:

- Generación
- Transmisión
- Distribución
- Comercialización
- Otros

Los indicadores utilizados por la Administración para la medición de desempeño y asignación de recursos a cada segmento están relacionados directamente con el margen de cada actividad y su EBITDA.

Descripción tipos de productos y servicios que proporcionan los ingresos ordinarios de cada segmento a informar:

- **Segmento Generación:** El Grupo participa en la actividad de generación de electricidad en Chile a través de su filial Edelayen y en los Sistemas de Hornopirén y Cochamó cuya operación y explotación está en manos de la filial SAESA. Por lo tanto, en este segmento están involucrados todos los resultados provenientes de actividades relacionadas con los sistemas de generación eléctrica a través de la participación en Mercados de Grandes Clientes, Mercados Mayoristas y -Empresas Distribuidoras. (Ver nota 3.1)
- **Segmento Transmisión:** En este segmento están involucrados los sistemas de transmisión o de transporte de electricidad que comprenden el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución. (Ver nota 3.2)
- **Segmento Distribución:** Las compañías dedicadas a la distribución eléctrica operan bajo el sistema de concesiones, que definen los territorios en los cuales cada compañía se obliga a servir a los clientes regulados bajo un régimen de tarifa máxima, conjugado con un modelo de empresa eficiente, fijada por la autoridad regulatoria. En este segmento, estarán involucrados los resultados obtenidos de: Ventas a Clientes Regulados, Ventas a Clientes Libres o cobro de peaje y Otros Servicios Asociados a la Distribución (Ver nota 3.3)
- **Segmento Comercialización:** Corresponde a todos los ingresos generados a través de su filial SGA que incluyen aquellos contratos que la sociedad mantiene con clientes por compra y venta de energía. El ingreso por ventas de electricidad se registra en base a la energía suministrada sea que esta se encuentre facturada o estimada a la fecha de presentación de los Estados Financieros y son reconocidos a lo largo del tiempo.
- **Segmento de Otros:** Corresponde a todos aquellos ingresos y gastos asociados a la comercialización y/o venta de productos y servicios que no se encuentran contenidos en los segmentos Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización antes descritos; y que en su defecto no forman parte del giro principal de las compañías y de los cuales se cuenta con información financiera diferenciada.

Información general sobre resultados, activos, pasivos y patrimonio

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Distribución		Transmisión		Generación		Comercialización		Otros		Consolidado	
	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)												
Ingresos de actividades ordinarias	725.182.516	692.509.328	146.909.188	123.869.101	53.380.257	62.954.195	103.803.142	113.210.068	10.366.382	(37.943.174)	1.039.641.485	954.599.518
Otros ingresos	-	13.949.455	1.607.401	22.290.073	203.265	81.054	979.611	90.635	77.377.918	54.305.177	80.168.195	90.716.394
Materias primas y consumibles utilizados	(454.184.492)	(443.307.276)	(3.876.892)	(8.704.143)	(23.181.468)	(33.813.629)	(100.368.928)	(109.756.255)	(11.866.790)	29.860.908	(593.478.570)	(565.720.395)
Gastos por beneficios a los empleados	(52.313.926)	(50.012.138)	(12.519.693)	(29.958.028)	(5.031.053)	(4.648.874)	(250.157)	(217.138)	(33.312.949)	(15.755.873)	(103.427.778)	(100.592.051)
Gasto por depreciación y amortización	(46.784.435)	(38.505.386)	(24.496.046)	(22.407.939)	(1.705.460)	(1.521.924)	-	-	(806.941)	(436.881)	(73.792.882)	(62.872.130)
Otros gastos, por naturaleza	(97.695.919)	(101.845.585)	(14.225.974)	(16.861.818)	(11.084.692)	(10.673.751)	(236.619)	(380.601)	(35.395.752)	(19.511.355)	(158.638.956)	(149.273.110)
Otras ganancias (pérdidas)	218.236	(1.100.056)	71.478	220.047	-	-	-	-	448	217.378	290.162	(662.631)
Ingresos financieros	826.149	886.692	101.356	200.625	115.895	28.638	122.959	163.434	400.049	490.786	1.566.408	1.770.175
Costos financieros	(28.829.892)	(24.523.109)	(18.362.784)	(16.704.958)	(750.107)	(491.864)	(65.036)	(43.380)	(9.478.820)	(8.179.416)	(57.486.639)	(49.942.727)
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con la NIIF 9	(11.412.122)	(7.855.244)	(10.354)	(34.592)	(15.552)	(35.254)	(322.885)	(315.960)	44.260	(1.094.216)	(11.716.653)	(9.335.266)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	761.809	(95.059)	20.768.586	(26.003.147)	(394.572)	(3.374.868)	(313.221)	(149.116)	(9.788.447)	8.058.843	11.034.155	(21.563.347)
Resultados por unidades de reajuste	(24.553.376)	(25.084.624)	(3.228.059)	(3.812.310)	404.279	357.045	33.124	89.075	(3.119.978)	(7.689.906)	(30.464.010)	(36.140.720)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	11.214.548	15.016.998	92.738.207	22.092.911	11.940.792	8.860.768	3.381.990	2.690.762	(15.580.620)	2.322.271	103.694.917	50.983.710
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	(8.083.290)	(4.928.046)	(16.273.641)	(5.674.371)	(664.938)	764.081	(988.896)	34.537	4.450.278	(1.336.690)	(21.560.487)	(11.140.489)
Ganancia (pérdida)	3.131.258	10.088.952	76.464.566	16.418.540	11.275.854	9.624.849	2.393.094	2.725.299	(11.130.342)	985.581	82.134.430	39.843.221
Ganancia (pérdida), atribuible a												
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	3.131.258	10.088.952	76.464.566	16.418.540	11.275.854	9.624.849	2.393.094	2.725.299	(11.130.342)	985.581	81.472.734	38.853.396
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	661.696	989.825
Ganancia (pérdida)	3.131.258	10.088.952	76.464.566	16.418.540	11.275.854	9.624.849	2.393.094	2.725.299	(11.130.342)	985.581	82.134.430	39.843.221

Estado de Situación Financiera	Distribución		Transmisión		Generación		Comercialización		Otros		Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS												
Activos corrientes	381.334.634	379.663.497	66.294.796	74.595.875	12.273.183	11.907.790	6.917.770	20.487.281	20.844.323	1.097.020	487.664.706	487.751.463
Activos no corrientes	1.319.529.292	1.267.279.369	1.054.718.390	1.017.522.478	103.501.097	108.074.379	11.389.246	10.701.214	5.159.759	(901.263)	2.494.297.784	2.402.676.177
TOTAL ACTIVOS	1.700.863.926	1.646.942.866	1.121.013.186	1.092.118.353	115.774.280	119.982.169	18.307.016	31.188.495	26.004.082	195.757	2.981.962.490	2.890.427.640
PASIVOS												
Pasivos corrientes	318.050.886	411.023.333	115.101.748	77.801.056	5.323.793	5.630.920	19.713.440	22.257.555	246.593.447	118.061.505	704.783.314	634.774.369
Pasivos no corrientes	393.363.774	806.862.335	574.369.004	680.750.289	5.716.397	28.099.473	382	1.551.638	532.321.995	19.515.629	1.505.771.552	1.536.779.364
TOTAL PASIVOS	711.414.660	1.217.885.668	689.470.752	758.551.345	11.040.190	33.730.393	19.713.822	23.809.193	778.915.442	137.577.134	2.210.554.866	2.171.553.733
PATRIMONIO												
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	303.757.256	289.953.463	339.572.030	312.566.393	29.945.957	31.792.189	8.482.099	7.379.302	80.259.481	68.246.395	762.016.823	709.937.742
Participaciones no controladoras	8.870.966	8.475.332	507.488	448.223	399	424	-	-	11.948	12.186	9.390.801	8.936.165
PATRIMONIO TOTAL	312.628.222	298.428.795	340.079.518	313.014.616	29.946.356	31.792.613	8.482.099	7.379.302	80.271.429	68.258.581	771.407.624	718.873.907
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	1.024.042.882	1.516.314.463	1.029.550.270	1.071.565.961	40.986.546	65.523.006	28.195.921	31.188.495	859.186.871	205.835.715	2.981.962.490	2.890.427.640

32. Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales incurridos al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/12/2025	31/12/2024
		M\$	M\$
Proyectos de inversión	Inversión	975.176	1.120.218
Reforestaciones	Inversión	237.882	358.420
Evaluación plan de manejo	Inversión	42.373	37.953
Evaluación plan de manejo	Costo	20.371	1.885
Gestión de residuos	Costo	645.816	195.053
Otros gastos medioambientales	Costo	331.819	12.418
Reforestaciones	Costo	163.712	116.952
Otros gastos medioambientales	Inversión	375.220	448
Permisos sectoriales y otros	Inversión	4.308	80
Asesorías medioambientales	Costo	71.424	43.198
Asesorías medioambientales	Inversión	6.466	1.204
Totales		2.874.567	1.887.829

No existen compromisos futuros que impliquen gastos medioambientales significativos para la Sociedad y sus filiales, distintos de los que podrían generarse por los conceptos indicados anteriormente.

33. Garantías Comprometidas con Terceros, Otros Activos Financieros no Corrientes

Las garantías comprometidas con terceros están relacionadas con construcción de obras a terceros u obras del FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Regional), para electrificación de sectores aislados.

Las garantías entregadas al 31 de diciembre de 2025 son las siguientes:

Relación	Activos comprometidos			2026	2027	2028	2029	2030	2031
	Tipo de garantía	Moneda	Total						
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	CLP	28.818.868	17.404.109	7.200.113	2.680.309	-	-	1.534.337
Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	9.647.583	8.467.695	544.299	635.589	-	-	-
Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	27.379.458	13.808.418	1.732.491	905.274	5.376.083	1.738.759	3.818.433
Totales			65.845.909	39.680.222	9.476.903	4.221.172	5.376.083	1.738.759	5.352.770

34. Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad y sus filiales han recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar, principalmente, el cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, por un total de M\$60.744.403 (M\$27.333.974 al 31 de diciembre de 2024).

35. Compromisos y Restricciones

Los contratos de emisión de bonos suscritos por la Sociedad imponen a la Sociedad diversas obligaciones adicionales a las de pago, incluyendo indicadores financieros de variada índole durante la vigencia de dichos contratos, usuales para este tipo de financiamiento.

La Sociedad y sus filiales deben informar trimestralmente el cumplimiento de estas obligaciones. Al 31 de diciembre de 2025 la Sociedad está en cumplimiento con todos los indicadores financieros exigidos en dichos contratos.

De este modo, esta partida fue incluida por la Sociedad para la determinación de covenants e índices financieros, no afectando los cálculos actuales de covenants y continuando consistentemente con los cálculos realizados en años anteriores, dando cumplimiento a los contratos de deuda firmados por la Sociedad.

A continuación, se describen las principales restricciones a que se ha obligado la Sociedad con motivo de la emisión de Bonos o la contratación de créditos:

Bono Serie E

Consta del Contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y Banco de Chile, como representante de los tenedores de bonos, que consta en escritura pública de fecha 7 de octubre de 2010, otorgada en Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 8 de noviembre de 2010 en la misma Notaría, otorgada en la misma notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie E fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 646.

Con fecha 25 de noviembre de 2010, la Sociedad colocó los bonos Serie E, con cuyos fondos se prepago la totalidad de los Bonos Serie A, la colocación fue por un monto total de UF 4.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/EBITDA no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Derivados de cobertura de Activos Financieros que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 6,04.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 3,99.

- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad y sus filiales disminuya de 1.400 GWh por año. Entre los 12 meses móviles anteriores de enero 2025 – diciembre 2025 la Sociedad distribuyó 4.445 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad distribuyó 4.451 GWh por los anteriores 12 meses móviles (enero 2024 – diciembre 2024). A diciembre de 2025 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferidos activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2025 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie H

Consta del Contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y Banco Bice como representante de los tenedores de bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 27 de junio de 2013, Repertorio Nº 7.583-2013, modificada por Escritura Pública con fecha 2 de agosto de 2013 y complementado por Escritura Pública de fecha 23 de agosto de 2013, Repertorio Nº10.133-2013, ambas en el misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie H fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 762.

Con fecha 29 de agosto de 2013, la Sociedad colocó los bonos Serie H, con cuyos fondos se prepago deuda de corto plazo; la colocación fue por un monto total de UF 3.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta sobre EBITDA Ajustado Consolidado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros del Emisor.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a noventa días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura” que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros del Emisor. Para efectos de esta cláusula y la número Cuatro siguiente se entenderá como “EBITDA Ajustado Consolidado” la suma de los últimos doce meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior multiplicado por la suma de uno más el cincuenta por ciento de la Inflación Acumulada. 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 5,94.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA Ajustado Consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros del Emisor.

Para los efectos de la presente cláusula se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos doce meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos doce meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros del Emisor todo lo anterior multiplicado por la suma de uno más el cincuenta por ciento de la Inflación Acumulada. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 3,99.

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie J

Consta del Contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Inversiones Eséctricas del Sur S.A. y Banco Chile como representante de los tenedores de bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don Roberto Cifuentes Allel con fecha 10 de septiembre de 2018, Repertorio N.º 8.808-2018, Escritura Pública Complementaria con fecha 7 de junio de 2019 y Modificación de Escritura Pública de fecha 18 de junio de 2019, Repertorio N.º 6.269-2019, ambas en el misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie J fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 945.

Con fecha 11 de julio de 2019, la Sociedad colocó los bonos Serie J, gran parte de los fondos se utilizaron para prepagar deuda de largo plazo que mantenía la Sociedad (Bonos Serie D); la colocación fue por un monto total de UF 5.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta sobre EBITDA Ajustado Consolidado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros del Emisor.

Para los efectos de la presente cláusula, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a noventa días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura” que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros. Para efectos de este número y el número Tres siguiente se entenderá como “EBITDA Ajustado Consolidado” la suma de los últimos doce meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior multiplicado por la suma de uno más el cincuenta por ciento de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. El cálculo, partidas, valores y límites serán claramente revelados en las Notas a los Estados Financieros. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 5,94.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA Ajustado Consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2.0, medido sobre cifras de los Estados Financieros del Emisor.

Para los efectos de la presente cláusula se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos doce meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos doce meses de la partida Ingresos Financieros. El cálculo, partidas, valores y límites serán claramente revelados en las Notas a los Estados Financieros. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 4,06.

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

Durante junio 2021, la Sociedad en conjunto con sus filiales, celebraron la renovación del contrato de línea de capital de trabajo con el Banco Scotiabank. Del contrato vigente se impusieron las siguientes condiciones principales para IEDS:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 6,04.
- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 3,99.
- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad y sus filiales disminuya de 1.400 GWh por año. Entre los 12 meses móviles anteriores de enero 2025 - diciembre 2025 la Sociedad distribuyó 4.445 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad distribuyó 4.451 GWh por los anteriores 12 meses móviles (enero 2024 - diciembre 2024) Adicionalmente, hasta el cierre de diciembre de 2025 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferidos activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

Filial Saesa

Los contratos de emisión de bonos suscritos por la Sociedad imponen a la Compañía diversas obligaciones adicionales a las de pago, incluyendo indicadores financieros de variada índole durante la vigencia de dichos contratos, usuales para este tipo de financiamiento.

La Sociedad debe informar trimestralmente el cumplimiento de estas obligaciones. Al 31 de diciembre de 2025 la Sociedad está en cumplimiento con todos los indicadores financieros exigidos en dichos contratos.

Debido al proceso de restructuración realizado por la empresa, para efectos del cálculo de los compromisos y restricciones de la Sociedad, la consolidación y cálculos se realizaron considerando a los activos transferidos como parte integrante de la empresa hasta el momento de su traspaso efectivo.

A continuación, se describen las principales restricciones a que se ha obligado la Sociedad con motivo de la emisión de Bonos o la contratación de créditos:

Bono Serie J

Consta del contrato de emisión de línea de bonos celebrado entre Saesa y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, por escritura pública de fecha 11 de febrero de 2012, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 8 de abril de 2012 y complementado por escritura pública de fecha 22 de septiembre de 2012, ambas otorgadas en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie J fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 665.

Con fecha 5 de octubre de 2012, la filial Saesa efectuó la colocación del Bono Serie J en el mercado local, desmaterializados y al portador, por una suma total de 1.000.000 Unidades de Fomento, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA no superior a 3,50, el que se medirá sobre los Estados Financieros del Emisor.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Instrumentos Derivados incluidos en la partida Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros del Emisor, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros del Emisor. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 1,89.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros del Emisor.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros del Emisor, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 4,30.

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie L

Consta del contrato de emisión de línea de bonos celebrado entre Saesa y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, por escritura pública de fecha 29 de septiembre de 2004, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 5 de noviembre de 2004, escritura pública de fecha 22 de noviembre de 2004, escritura pública de fecha 9 de octubre de 2008, escritura pública de fecha 27 de julio de 2012, escritura pública de fecha 3 de octubre de 2012, y escritura pública de fecha 26 de octubre de 2012.

Complementado por escritura pública de fecha 29 de noviembre de 2012, todas estas escrituras otorgadas en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie L fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 397.

Con fecha 20 de marzo de 2013, la filial Saesa efectuó la colocación del Bono Serie L en el mercado local, desmaterializado y al portador, por una suma total de 2.500.000 Unidades de Fomento, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Instrumentos Derivados incluidos en la partida Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros del Emisor. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 1,89.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 4,30.

Al 31 de diciembre de 2025 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie O

Consta del contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Sociedad Austral de Electricidad S.A. y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 26 de octubre de 2012, modificada por Escrituras Públicas otorgadas en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 30 de noviembre de 2012 y 12 de septiembre de 2014, y complementado por escritura pública de fecha 29 de septiembre de 2014, otorgada en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie O fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 742.

Con fecha 27 de noviembre de 2014, la Sociedad colocó un total de 4.000 bonos de la serie O, por un monto total de UF 2.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes, menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; y como “EBITDA ajustado consolidado” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 1,86.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la “inflación acumulada”. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 4,30.

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

Durante junio 2021, la Sociedad y sus filiales en conjunto con empresas relacionadas del Grupo, celebraron la renovación del contrato de línea de capital de trabajo con el Banco Scotiabank. Del contrato vigente se impusieron las siguientes condiciones principales para Saesa.

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 1,89.
- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad disminuya de 1.000 GWh por año. Entre los 12 meses móviles de enero 2025 - diciembre 2025, la Sociedad junto a sus filiales, distribuyó 3.230 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad distribuyó 3.218 GWh por los anteriores 12 meses móviles (enero 2024 - diciembre 2024). Adicionalmente, hasta el cierre de diciembre de 2025 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferidos activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

Filial Frontel

Los contratos de emisión de bonos suscritos por la Sociedad imponen a la Compañía diversas obligaciones adicionales a las de pago, incluyendo indicadores financieros de variada índole durante la vigencia de dichos contratos, usuales para este tipo de financiamiento.

La Sociedad debe informar trimestralmente el cumplimiento de estas obligaciones. Al 31 de diciembre de 2025 la Sociedad está en cumplimiento con todos los indicadores financieros exigidos en dichos contratos.

Debido al proceso de restructuración realizado por la empresa, para efectos del cálculo de los compromisos y restricciones de la Sociedad, la consolidación y cálculos se realizaron considerando a los activos transferidos como parte integrante de la empresa hasta el momento de su traspaso efectivo.

Por otro lado, a solicitud de la CMF, se realizó una apertura de la cuenta “Otros Gastos por Naturaleza”, incluyendo una partida referida a “pérdidas por deterioro de valor (incluyendo reversiones de pérdidas por deterioro de valor o ganancias por deterioro de valor) determinados de acuerdo con la Sección 5.5 de la NIIF 9”, la cual antes de esta modificación se encontraba contenido dentro de la misma. De acuerdo con lo anteriormente expuesto, este cambio no genera ningún efecto en la información de base de los estados financieros ni constituye modificación alguna en las políticas contables de la Sociedad y determinación/cálculo de los compromisos y restricciones, constituyendo sólo una apertura dentro del Estado de Resultados Integrales.

De este modo, esta partida fue incluida por la Sociedad para la determinación de covenants e índices financieros, no afectando los cálculos actuales de covenants y continuando consistentemente con los cálculos realizados en años anteriores, dando cumplimiento a los contratos de deuda firmados por la Sociedad.

A continuación, se describen las principales restricciones a que se ha obligado la Sociedad con motivo de la emisión de Bonos o la contratación de créditos:

Bono Serie G

Consta del contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 11 de febrero de 2011, modificada por Escrituras Públicas otorgadas en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 8 de abril de 2011 y 13 de mayo de 2013, y complementado por escritura pública de fecha 15 de septiembre de 2014, otorgada en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie G fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 663.

Con fecha 27 de noviembre de 2014, la Sociedad colocó un total de 2.000 bonos de la serie G, por un monto total de UF 1.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes, menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; y como “EBITDA ajustado consolidado” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 3,03.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la “inflación acumulada”. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 4,87.

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie M

Consta del contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don Francisco Javier Leiva Carvajal con fecha 9 de enero de 2025. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie M fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 1201.

Con fecha 28 de enero de 2025, la Sociedad colocó un total de 4.000 bonos de la serie M, por un monto total de UF 2.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 7,0 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para los efectos de la presente cláusula, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a noventa días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura” que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros. En caso que alguna de las partidas señaladas precedentemente no aparezca en los Estados Financieros del Emisor, significará que no existe para el ejercicio correspondiente y el cálculo se efectuará omitiendo la misma. Para efectos de este número y el número Tres siguiente se entenderá como “EBITDA Ajustado” la suma de los últimos doce meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, más o menos el valor de Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con la NIIF 9, todo lo anterior multiplicado por la suma de uno más el cincuenta por ciento de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. El cálculo, partidas, valores y límites serán claramente revelados en las Notas a los Estados Financieros. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 3,03.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 4,96.

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

Durante junio 2021, la Sociedad en conjunto con empresas relacionadas del Grupo, celebraron la renovación del contrato de línea de capital de trabajo con el Banco Scotiabank. Del contrato vigente se impusieron las siguientes condiciones principales para Frontel:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre 2025 este indicador es de 3,03.
- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad disminuya de 400 GWh por año. Entre los 12 meses móviles enero 2025 - diciembre 2025, la Sociedad distribuyó 1.215 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad distribuyó 1.233 GWh por los anteriores 12 meses móviles (enero 2024 – diciembre 2024). Adicionalmente, a cierre de diciembre de 2025 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferidos activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Filial STS

Los contratos de emisión de bonos suscritos por la Sociedad imponen a la Compañía diversas obligaciones adicionales a las de pago, incluyendo indicadores financieros de variada índole durante la vigencia de dichos contratos, usuales para este tipo de financiamiento.

La Sociedad debe informar trimestralmente el cumplimiento de estas obligaciones. Al 31 de diciembre de 2025 la Sociedad está en cumplimiento con todos los indicadores financieros exigidos en dichos contratos.

Debido al proceso de restructuración realizado por la empresa, para efectos del cálculo de los compromisos y restricciones de la Sociedad, la consolidación y cálculos se realizaron considerando a los activos transferidos como parte integrante de la empresa hasta el momento de su traspaso efectivo.

Por otro lado, a solicitud de la CMF, se realizó una apertura de la cuenta “Otros Gastos por Naturaleza”, incluyendo una partida referida a “pérdidas por deterioro de valor (incluyendo reversiones de pérdidas por deterioro de valor o ganancias por deterioro de valor) determinados de acuerdo con la Sección 5.5 de la NIIF 9”, la cual antes de esta modificación se encontraba contenido dentro de la misma. De acuerdo con lo anteriormente expuesto, este cambio no genera ningún efecto en la información de base de los estados financieros ni constituye modificación alguna en las políticas contables de la Sociedad y determinación/cálculo de los compromisos y restricciones, constituyendo sólo una apertura dentro del Estado de Resultados Integrales.

De este modo, esta partida fue incluida por la Sociedad para la determinación de covenants e índices financieros, no afectando los cálculos actuales de covenants y continuando consistentemente con los cálculos realizados en años anteriores, dando cumplimiento a los contratos de deuda firmados por la Sociedad.

A continuación, se describen las principales restricciones a que se ha obligado la Sociedad con motivo de la emisión de Bonos o la contratación de créditos:

a) Colocación de Bonos y covenants

A continuación, se describen las principales restricciones a que se ha obligado la Sociedad con motivo de la emisión de Bonos o la contratación de créditos:

Bono Serie A

Consta del Contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Sistema de Transmisión del Sur S.A. y Banco de Chile, como representante de los tenedores de bonos, que consta de escritura pública de fecha 10 de septiembre de 2018, otorgada en Notaría Cifuentes de don Roberto Antonio Cifuentes Allel. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie A fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 923 con fecha 12 de diciembre de 2018.

Con fecha 10 de enero de 2019, la Sociedad colocó los bonos Serie A, por un monto total de UF 4.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los activos de cobertura que corresponden a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros no Corrientes que se encuentran en las notas de los Estados Financieros; y como “EBITDA ajustado consolidado” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 1,65.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 8,11.
- Venta de activos esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad instalada de transmisión conjunta del Emisor y sus Filiales sea inferior a 1.100 MVA. Al 31 de diciembre de 2025, la capacidad instalada de transmisión fue de 3.238 MVA, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2025 la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

Durante junio 2021, la Sociedad en conjunto con empresas relacionadas del Grupo, celebraron la renovación del contrato de línea de capital de trabajo con el Banco Scotiabank. Del contrato vigente se impusieron las siguientes condiciones principales para STS:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 1,65.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 8,11.
- Venta de activos esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad instalada de transmisión conjunta del Emisor y sus Filiales sea inferior a 1.100 MVA. Al 31 de diciembre de 2025, la capacidad instalada de transmisión fue de 3.254 MVA, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

Filial STA

Con fecha 21 de enero de 2022 la compañía emitió bonos en mercados internacionales en moneda USD bajo el formato 144A /REG-S por un monto total de USD 390.000.000 con tipo de amortización bullet y plazo a 10 años. Dicha colocación fue bajo formato corporativo sin garantías ni covenants de ninguna naturaleza (unsecured notes).

36. Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

La información financiera resumida de filiales que compone el Grupo al 31 de diciembre de 2025 y 2024, es la siguiente:

RUT	Razón Social	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2025							
					Activos corrientes	Activos no corrientes	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Ingresos ordinarios	Ganancia (pérdida) neta	Resultado integral	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Filial	CLP	53.753.794	607.598.155	67.847.718	314.371.795	86.898.990	50.154.637	49.616.655	
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	Filial	CLP	58.791.680	191.001.149	19.229.263	123.013.425	64.143.274	6.733.739	6.714.410	
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Filial	CLP	12.776.028	66.286.470	13.730.542	23.692.412	48.937.826	9.755.137	9.741.539	
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Filial	USD	17.593.532	11.389.246	19.713.440	787.240	101.708.482	2.295.293	1.858.941	
77.729.726-0	STA II S.A.	Chile	Filial	USD	20.920.539	62.846.128	15.839.463	28.897.656	101.915.048	4.233.924	420.834	
77.708.654-5	Sagesa Generación S.A.	Chile	Filial	USD	10.731.287	51.439.410	3.591.699	28.633.041	11.082.133	1.420.814	(1.415.818)	
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	Filial	USD	12.754.049	59.316.257	13.249.289	12.298.943	41.323.558	8.889.232	4.162.742	
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Chile	Filial	USD	2.213.195	64.164.211	773.027	30.332.836	1.288.097	1.975.567	(1.272.991)	
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Filial	USD	18.853.915	252.302.325	28.090.652	202.495.915	12.917.110	3.100.329	(847.368)	
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Filial	CLP	3.370.965	51.038.848	3.234.879	27.173.193	7.447.536	3.473.458	2.233.897	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Filial	CLP	234.339.792	852.410.711	166.301.754	637.908.922	536.539.602	11.143.461	10.650.665	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Filial	CLP	133.301.396	518.866.111	161.932.409	271.870.460	288.675.929	16.675.748	16.557.317	
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	Filial	USD	90.519.783	1.054.718.391	115.100.642	662.740.674	153.773.500	67.515.595	55.335.071	
77.227.565-K	Saesa Innova Soluciones SpA	Chile	Filial	CLP	20.574.955	14.858.662	10.054.872	22.907.492	37.697.763	507.135	520.021	
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	Filial	USD	1.441.459	38.714.612	1.719.318	27.173.193	6.487.391	2.725.464	1.485.903	
76.389.448-7	Tolchén Transmisión SpA	Chile	Filial	USD	689.833	27.050.284	769.870	19.939.521	3.943.331	2.107.822	1.423.318	

RUT	Razón Social	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2024							
					Activos corrientes	Activos no corrientes	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Ingresos ordinarios	Ganancia (pérdida) neta	Resultado integral	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Filial	CLP	38.395.667	588.493.265	47.784.913	334.541.847	78.914.365	16.140.075	16.524.350	
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	Filial	CLP	75.239.922	156.432.679	32.792.132	96.024.617	67.684.388	12.116.310	12.142.070	
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Filial	CLP	15.297.814	63.723.340	15.158.778	31.307.716	45.829.313	7.568.280	7.562.063	
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Filial	USD	20.487.281	10.701.213	22.257.555	1.551.638	97.000.356	(224.850)	741.263	
77.729.726-0	STA II S.A.	Chile	Filial	USD	24.034.139	65.499.471	20.648.581	29.077.021	97.505.448	(2.148.008)	3.172.934	
77.708.654-5	Sagesa Generación S.A.	Chile	Filial	USD	9.503.743	54.798.258	4.410.339	28.099.473	8.375.417	(1.282.033)	2.374.786	
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	Filial	USD	16.210.317	52.308.290	8.697.794	16.933.988	37.965.077	5.706.990	11.501.779	
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Chile	Filial	USD	2.303.342	73.663.569	375.758	39.046.619	1.271.941	(1.148.678)	3.259.431	
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Filial	USD	13.603.728	213.597.610	16.359.130	169.361.070	11.890.391	2.580.111	7.470.085	
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Filial	USD	3.583.365	55.192.012	2.799.427	34.288.505	7.191.758	3.741.396	4.645.256	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Filial	CLP	273.197.343	828.978.795	169.808.621	657.114.039	504.689.366	1.537.385	1.881.839	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Filial	CLP	115.939.961	491.918.868	251.298.765	149.748.291	258.608.453	22.427.556	22.514.826	
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	Filial	USD	74.595.872	1.017.522.476	77.801.047	680.750.293	141.080.448	23.498.276	33.403.290	
77.227.557-9	Saesa Gestión y Logística SpA	Chile	Filial	CLP	1.917	-	-	-	434.552	30.644	30.082	
77.227.565-K	Saesa Innova Soluciones SpA	Chile	Filial	CLP	20.074.989	11.689.130	8.404.644	21.353.225	30.744.235	323.745	318.598	
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	Filial	USD	1.747.703	43.642.262	1.525.885	34.288.505	6.263.738	2.882.620	4.196.170	
76.389.448-7	Tolchén Transmisión SpA	Chile	Filial	USD	860.166	30.463.368	696.186	24.933.078	3.846.916	1.721.497	2.230.011	

37. Información Adicional sobre Deuda Financiera

A continuación, se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deudas financieras:

a) Préstamos Bancarios

Resumen de Préstamos por moneda y vencimientos:

Entidad deudora				Entidad acreedora				31/12/2025									
RUT	Razón social	País de origen	Acreedor	País de origen	Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	Contingentes			No contingentes						
								Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Contingentes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No contingentes	
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	5,12%	5,12%	194.333	15.582.400	15.776.733	-	-	-	-	-	-	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	5,12%	5,12%	123.556	25.970.667	26.294.223	-	-	-	-	-	-	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,13%	5,13%	129.875	10.389.025	10.518.900	-	-	-	-	-	-	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,13%	5,13%	259.350	20.178.050	21.011.400	-	-	-	-	-	-	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	5,08%	5,08%	22.446.688	-	22.446.688	-	-	-	-	-	-	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Itaú	Chile	CLP	5,09%	5,09%	260.156	20.513.888	20.771.984	-	-	-	-	-	-	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	5,11%	5,11%	326.472	25.642.299	25.968.772	-	-	-	-	-	-	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	4,98%	4,98%	-	15.302.950	15.502.590	-	-	-	-	-	-	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,08%	5,08%	10.203.040	-	10.203.040	-	-	-	-	-	-	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,13%	5,13%	351.427	20.599.896	20.955.313	-	-	-	-	-	-	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	5,14%	5,14%	262.711	20.516.856	20.775.567	-	-	-	-	-	-	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Itaú	Chile	CLP	4,98%	4,98%	-	20.403.933	20.403.933	-	-	-	-	-	-	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Estado	Chile	CLP	5,31%	5,31%	230.690	17.453.858	17.684.546	-	-	-	-	-	-	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	4,98%	4,98%	-	15.302.950	15.302.950	-	-	-	-	-	-	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Estado	Chile	CLP	5,14%	5,14%	25.323.250	-	25.323.250	-	-	-	-	-	-	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,14%	5,14%	15.100.460	-	15.100.460	-	-	-	-	-	-	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,14%	5,14%	20.242.533	-	20.242.533	-	-	-	-	-	-	
								95.736.151	235.554.712	329.840.863	-	-	-	-	-	-	

Entidad deudora			Entidad acreedora			Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	31/12/2024									
RUT	Razón social	País de origen	Acreedor	País de origen	Contingentes				No contingentes									
					Hasta 90 días				Más de 90 días hasta 1 año	Total Contingentes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Total No contingentes			
									M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Estado	Chile	CLP	5,79%	5,79%	-	15.880.563	15.880.563	-	-	-	-	-	-		
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Estado	Chile	CLP	5,79%	5,79%	-	26.487.604	26.487.604	-	-	-	-	-	-		
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Itaú	Chile	CLP	5,82%	5,82%	10.569.750	-	10.569.750	-	-	-	-	-	-		
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Itaú	Chile	CLP	5,79%	5,79%	10.137.313	-	10.137.313	-	-	-	-	-	-		
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	5,74%	5,74%	10.137.313	-	10.137.313	-	-	-	-	-	-		
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	5,74%	5,74%	25.342.367	-	25.342.367	-	-	-	-	-	-		
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Estado	Chile	CLP	5,79%	5,79%	10.137.313	-	10.137.313	-	-	-	-	-	-		
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,82%	5,82%	13.220.675	-	13.220.675	-	-	-	-	-	-		
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,79%	5,79%	-	10.587.042	10.587.042	-	-	-	-	-	-		
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,79%	5,79%	-	21.174.083	21.174.083	-	-	-	-	-	-		
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Estado	Chile	CLP	5,63%	5,63%	-	17.300.423	17.300.423	-	-	-	-	-	-		
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,70%	5,70%	22.313.500	-	22.313.500	-	-	-	-	-	-		
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Itaú	Chile	CLP	5,71%	5,71%	15.330.473	-	15.330.473	-	-	-	-	-	-		
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	5,94%	5,94%	20.389.400	-	20.389.400	-	-	-	-	-	-		
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Estado	Chile	CLP	5,70%	5,70%	20.460.387	-	20.460.387	-	-	-	-	-	-		
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,70%	5,70%	10.142.500	-	10.142.500	-	-	-	-	-	-		
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	5,71%	5,71%	20.266.540	-	20.266.540	-	-	-	-	-	-		
Totales									188.027.376	91.409.711	279.437.084	-	-	-	-	-		

b) Bonos

Resumen de Bonos por moneda y vencimientos:

Entidad deudora			Entidad acreedora			Contrato de Bono / N° de Registro	Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	31/12/2025																		
RUT	Razón social	País de origen	Acreedor	País de origen	Contingentes					No contingentes																		
					Hasta 90 días					Más de 90 días hasta 1 año	Total Contingentes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No contingentes											
										M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$										
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie I / N° 81	UF	3,83%	3,60%	2.282.244	2.423.947	4.697.591	4.236.629	4.163.382	4.008.973	3.941.120	7.499.420	25.996.077	-										
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie I / N° 82	UF	3,98%	3,75%	671.919	11.345.992	12.017.911	11.237.083	10.708.699	10.595.740	10.260.280	28.768.027	71.630.688	-										
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie I / N° 83	UF	3,30%	3,20%	1.261.284	1.889.443	3.150.727	2.522.568	2.522.568	2.522.568	10.363.273	81.917.904	90.638.945	-										
77.322.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie I / N° 84	UF	2,74%	2,80%	930.473	3.180.432	4.010.895	3.314.037	3.029.397	3.314.037	3.314.037	160.682.619	175.653.957	-										
76.073.162-5	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie G / N° 85	UF	3,29%	3,20%	2.379.119	2.607.438	4.986.567	4.386.379	4.404.918	4.366.195	4.251.394	19.335.096	37.140.512	-										
76.073.162-5	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie H / N° 86	UF	3,49%	3,83%	2.151.294	2.275.082	4.426.376	3.090.383	2.787.574	3.090.383	3.090.383	91.958.030	103.816.093	-										
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	BONOS SERIE E/N° 96	UF	4,04%	4,00%	4.719.645	9.508.348	6.356.474	5.827.666	58.454.331	56.335.506	54.216.083	181.190.680	-	-										
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Bice	Chile	BONOS SERIE H/N° 92	UF	5,03%	3,90%	1.187.547	5.782.482	6.990.029	4.646.171	4.261.464	4.646.171	4.646.171	131.213.244	149.419.231	-										
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	BONOS SERIE J/N° 95	UF	1,75%	1,90%	945.748	4.706.607	5.652.351	3.776.156	3.493.894	3.774.156	3.774.156	240.914.051	264.696.413	-										
77.322.243-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	UMB BANK, NATIONAL ASSOCIATION	EEUU	BONOS DTA	USD	4,30%	4,26%	9.500.995	20.136.945	14.151.228	12.988.224	14.151.228	14.151.228	14.151.228	105.134.509	129.878.813	425.626.737										
Totales																			25.064.940	49.546.464	75.532.684	57.007.701	55.968.790	108.029.362	124.060.840	1.107.960.474	1.542.778.943	-

Entidad deudora			Entidad acreedora			Contrato de Bono / N° de Registro	Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	31/12/2024									
RUT	Razón social	País de origen	Acreedor	País de origen	Contingentes					No contingentes									
					Hasta 90 días					Más de 90 días hasta 1 año	Total Contingentes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Total No contingentes			
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Surta I / N°703	UF	3,83%	3,60%	2.244.687	2.213.531	4.458.218	4.333.595	4.208.973	4.084.347	3.959.723	11.131.505	27.718.141		
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Surta II / N°704	UF	3,94%	3,75%	-	11.569.540	11.569.540	11.249.241	10.920.747	10.596.349	10.271.954	37.843.855	80.878.046		
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Surta QJ / N°742	UF	3,26%	3,20%	1.219.653	1.219.653	2.439.306	2.439.306	2.439.306	2.439.306	2.439.306	85.639.745	90.396.969		
77.322.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Surta A / N°701	UF	2,80%	2,80%	-	3.204.643	3.204.643	3.204.643	3.204.643	3.204.643	3.204.643	105.516.282	173.794.174		
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Surta QJ / N°703	UF	3,20%	3,20%	2.394.058	2.328.320	4.684.378	4.575.488	4.462.609	4.351.731	4.240.853	21.136.644	40.745.401		
76.022.022-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Bice	Chile	Emisión de Línea Surta H / N°702	UF	3,88%	3,30%	6.146.670	6.146.670	6.146.670	6.146.670	6.146.670	6.146.670	17.368.912	328.592.190	184.400.000		
76.022.022-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Surta J / N°706	UF	4,00%	4,00%	-	4.494.753	4.494.753	4.494.753	4.494.753	4.494.753	4.494.753	133.229.051	251.208.000		
76.022.027-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Surta J / N°706	UF	1,75%	1,75%	3.649.586	3.649.586	3.649.586	3.649.586	3.649.586	3.649.586	3.649.586	240.827.313	261.425.000		
77.322.463-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	UINB BANK NATIONAL ASSOCIATION	EEUU	BONDO SURT	USD	4,26%	3,30%	9.732.388	7.732.388	15.544.776	15.544.776	15.544.776	15.544.776	15.544.776	427.483.340	489.600.000		

38. Moneda Extranjera

ACTIVOS CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2025	31/12/2024
		M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	CLP	55.951.397	68.054.574
Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	2.258.765	2.788.607
Otros activos no financieros corrientes	CLP	7.516.492	8.031.801
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	CLP	321.355.387	323.539.382
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	UF	605.628	907.974
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	CLP	27.946.957	5.773.984
Inventarios corrientes	CLP	56.467.301	60.486.443
Inventarios corrientes	USD	1.129.099	3.401.299
Activos por impuestos corrientes, corrientes	CLP	13.673.432	4.102.851
Activos por impuestos corrientes, corrientes	USD	468.648	10.664.548
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		487.373.106	487.751.463
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	CLP	291.600	-
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	CLP	483.202.566	469.989.035
	USD	3.856.512	16.854.454
	UF	605.628	907.974
		487.664.706	487.751.463

ACTIVOS NO CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2025	31/12/2024
		M\$	M\$
Otros activos financieros no corrientes	CLP	3.079.028	5.025.260
Otros activos no financieros no corrientes	CLP	391.415	120.474
Cuentas por cobrar no corrientes	CLP	160.800.592	251.560.936
Cuentas por cobrar no corrientes	UF	2.485.835	2.341.856
Activos intangibles distintos de la plusvalía	CLP	113.179.192	113.976.079
Plusvalía	CLP	232.665.490	232.785.633
Propiedades, planta y equipo	CLP	1.509.097.560	1.328.538.257
Propiedades, planta y equipo	USD	419.525.729	440.248.927
Activos por derecho de uso	CLP	17.671.347	1.733.390
Activos por derecho de uso	UF	1.737.714	1.036.242
Activos por impuestos diferidos	CLP	29.760.257	21.650.414
Activos por impuestos diferidos	USD	3.903.625	3.658.709
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		2.494.297.784	2.402.676.177
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	CLP	2.066.644.881	1.955.390.443
	USD	423.429.354	443.907.636
	UF	4.223.549	3.378.098
		2.494.297.784	2.402.676.177

TOTAL ACTIVOS	CLP	2.549.847.447	2.425.379.478
	USD	427.285.866	460.762.090
	UF	4.829.177	4.286.072
		2.981.962.490	2.890.427.640

PASIVOS CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2025	31/12/2024
		M\$	M\$
Otros pasivos financieros corrientes	CLP	321.855.793	274.427.001
Otros pasivos financieros corrientes	USD	5.985.717	6.575.163
Otros pasivos financieros corrientes	UF	27.160.449	25.029.801
Pasivos por arrendamientos corrientes	CLP	40.654	63.586
Pasivos por arrendamientos corrientes	USD	552.648	504.687
Pasivos por arrendamientos corrientes	UF	5.819.706	1.156.925
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	CLP	242.329.760	250.525.894
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	CLP	24.468.809	11.684.595
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	UF	346.863	324.338
Otras provisiones a corto plazo	CLP	6.526.321	7.414.919
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	CLP	9.014.946	2.133.076
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	USD	364.786	470
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	CLP	21.316.227	19.057.391
Otros pasivos no financieros corrientes	CLP	39.000.635	35.876.523
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		704.783.314	634.774.369
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	CLP	664.553.145	601.182.985
	USD	6.903.151	7.080.320
	UF	33.327.018	26.511.064
		704.783.314	634.774.369
PASIVOS NO CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2025	31/12/2024
		M\$	M\$
Otros pasivos financieros no corrientes	USD	350.239.523	384.160.570
Otros pasivos financieros no corrientes	UF	879.477.251	786.973.274
Pasivos por arrendamientos no corrientes	CLP	60.992	40.958
Pasivos por arrendamientos no corrientes	USD	1.064.677	1.222.316
Pasivos por arrendamientos no corrientes	UF	13.346.894	1.098.100
Cuentas por pagar no corrientes	CLP	21.038.688	121.889.018
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	UF	123.918.360	136.615.777
Otras provisiones a largo plazo	CLP	168.670	164.352
Pasivo por impuestos diferidos	CLP	80.456.727	71.552.378
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	CLP	26.561.520	22.458.450
Otros pasivos no financieros no corrientes	CLP	9.438.250	10.604.171
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		1.505.771.552	1.536.779.364
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	CLP	137.724.847	226.709.327
	USD	351.304.200	385.382.886
	UF	1.016.742.505	924.687.151
		1.505.771.552	1.536.779.364
TOTAL PASIVOS	CLP	802.277.992	827.892.312
	USD	358.207.351	392.463.206
	UF	1.050.069.523	951.198.215
		2.210.554.866	2.171.553.733

39. Sanciones

Mediante Oficio Reservado UI N°1.152 de fecha 12 de agosto de 2024 ("Requerimiento"), el fiscal emitió requerimiento de procedimiento simplificado en contra la filial STS, imputando la siguiente infracción:

La filial Sistema de Transmisión del Sur S.A., infringió su obligación de entrega de información continua, de acuerdo con lo dispuesto en la forma y plazos exigidos en la NCG N°30/1989, a saber, el no envío del archivo XBRL de los estados financieros correspondientes al trimestre de septiembre 2021, dentro del plazo previsto en la NCG N°30.

El 27 de agosto del 2024, la filial admitió por escrito su responsabilidad, se solicitó al consejo de la CMF la imposición de una sanción de "CENSURA".

Mediante Oficio Reservado UI N°1.493 de fecha 21 de octubre de 2024 (Informe final), el Fiscal remitió a este consejo el informe final del Procedimiento Simplificado, incluyendo el Requerimiento, el acto o documento en que consta la Admisión de Responsabilidad, los antecedentes recabados, su opinión fundada acerca de la configuración de la infracción imputada y la sanción que estime procedente aplicar.

Durante los períodos terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024, no se han aplicado otras sanciones a la Sociedad y sus filiales, por parte de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF).

40. Hechos Posteriores

En sesión celebrada con fecha 27 de febrero de 2026, el Directorio la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al Directorio de la Sociedad de la señora Ashley Munroe. Acto seguido, el Directorio procedió a designar en su reemplazo, hasta la celebración de la próxima junta ordinaria de accionistas, al señor Daniel Rossetti.

Con fecha 9 de febrero de 2026, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante Resolución Exenta N° 37.613, comunicó el plazo, forma y condiciones para que sean abonadas o cargadas las diferencias producidas por la entrada en vigencia del Decreto Supremo N° 5T-2024, aplicables a partir de abril de 2026, conforme a lo indicado en el artículo 192° de la Ley General de Servicios Eléctricos. Dicha resolución confirma la aplicación de interés corriente para todo el período, en línea con lo establecido en la Ley y con procesos de reliquidación anteriores, y modifica el criterio de reajuste por IPC para el período abril-diciembre de 2025 señalado en el Oficio Ordinario SEC N° 306.786, de fecha 24 de noviembre de 2025.

Entre el 1 de enero de 2026 y hasta la fecha de emisión de estos Estados Financieros Consolidados, no se tiene conocimiento de otros hechos de carácter financiero o de otra índole, que afecten en forma significativa la situación financiera y/o los resultados presentados.

The End