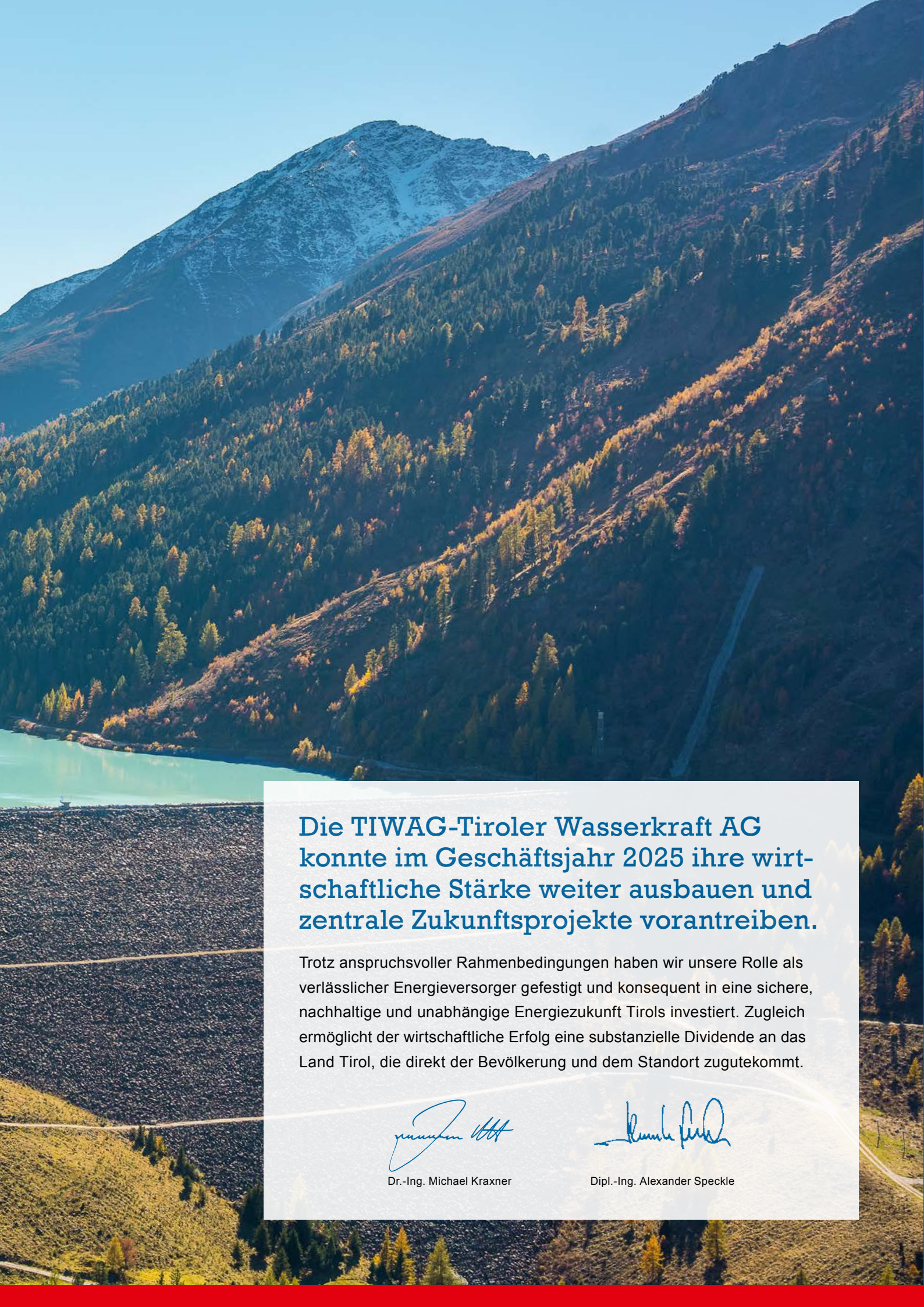




TIWAG

Geschäftsbericht

2025



Die TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG konnte im Geschäftsjahr 2025 ihre wirtschaftliche Stärke weiter ausbauen und zentrale Zukunftsprojekte vorantreiben.

Trotz anspruchsvoller Rahmenbedingungen haben wir unsere Rolle als verllässlicher Energieversorger gefestigt und konsequent in eine sichere, nachhaltige und unabhängige Energiezukunft Tirols investiert. Zugleich ermöglicht der wirtschaftliche Erfolg eine substanzielle Dividende an das Land Tirol, die direkt der Bevölkerung und dem Standort zugutekommt.



Dr.-Ing. Michael Kraxner



Dipl.-Ing. Alexander Speckle

Bericht über das 102. Geschäftsjahr der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG

vom 01. Jänner bis 31. Dezember 2025

Inhaltsverzeichnis

Jahresvergleich	6
Organe der Gesellschaft	7
Vorwort des Vorstandes	8
Corporate-Governance-Bericht 2025 der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	13

LAGEBERICHT UND KONZERN-LAGEBERICHT

Grundlagen des Konzerns	31
Konzernstruktur	31
Geschäftsmodelle	33
Konzernstrategie	38
Steuerungssystem	39
Forschung und Entwicklung	41
Wirtschaftsbericht	42
Rahmenbedingungen	42
Geschäftsverlauf	47
Vermögens-, Finanz- und Ertragslage (Einzelabschluss)	69
Vermögens-, Finanz- und Ertragslage (Konzernabschluss)	76
Finanzielle Leistungsindikatoren	84
Nichtfinanzieller Bericht	86
Umweltbelange	86
Arbeitnehmerbelange	88
Soziale Belange	91
Zweigniederlassungsbericht	91
Chancen- und Risikobericht	92
Gesamtbeurteilung der Chancen- und Risikosituation	92
Risikomanagementsystem	92
Internes Kontrollsystem (IKS) im Hinblick auf den Rechnungslegungsprozess	93
Chancen und Risiken	94
Ausblick	98

WEITERE INFORMATIONEN ZUM GESCHÄFTSJAHR

Unsere KundInnen	103
Unsere MitarbeiterInnen	105
Betrieb und Instandhaltung der Kraftwerksanlagen	112
TINETZ – Systemführung und Betrieb des Verteilnetzes	116
Stromhandel	122
TINEXT – Aktivitäten im Geschäftsjahr 2025	134
Sonstige Aktivitäten	140

JAHRESABSCHLUSS UND KONZERNABSCHLUSS

Bilanz zum 31. Dezember 2025	152
Gewinn- und Verlustrechnung 2025	154
Konzern-Bilanz zum 31. Dezember 2025	156
Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung 2025	158
Entwicklung des Konzerneigenkapitals zum 31.12.2025	160
Konzern-Geldflussrechnung	161
Anhang	163
Bestätigungsvermerk – Bericht zum Jahresabschluss	208
Bestätigungsvermerk – Bericht zum Konzernabschluss	210
Vorschlag für die Gewinnverwendung	213
Bericht des Aufsichtsrates	213
Stromkennzeichnung gemäß §§ 86 und 87 ElWG sowie KenV 2022	214
Gaskennzeichnung gemäß § 130 GWG 2011 und G-KenV 2023	216

Jahresvergleich

TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Umsatzerlöse (in Mio €)	853,1	1.192,8	2.456,1	2.290,3	1.794,4	1.639,2
Operativer Cashflow (in Mio €)	149,3	130,5	88,0	226,4	448,4	309,6
Ergebnis vor Steuern (in Mio €)	93,5	174,7	204,1	194,4	372,9	434,3
Zugang Sachanlagevermögen (in Mio €)	160,8	256,3	267,5	308,6	400,5	530,3

Konzern						
Umsatzerlöse (in Mio €)	1.130,4	1.586,7	3.003,7	2.497,4	1.978,4	1.817,8
Operativer Cashflow (in Mio €)	184,5	158,4	182,8	313,3	483,6	359,1
Konzernergebnis vor Steuern (in Mio €)	78,8	182,8	212,1	195,4	450,8	416,8
Zugang Sachanlagevermögen (in Mio €)	237,2	326,0	329,5	350,2	438,9	562,0

Organe der Gesellschaft

Aufsichtsrat

MMag. Dr. Eduard Wallnöfer (Vorsitzender)

Mag. Manfred Pletzer (1. Vors.-Stv.)

Mag.^a Michaela Hysek-Unterweger (2. Vors.-Stv.)

Mag. Hartwig Röck

Univ.-Prof.ⁱⁿ (em.) Dr.ⁱⁿ Hannelore Weck-Hannemann

Ing. Hans-Peter Bock

vom Betriebsrat entsandt:

Florian Gorfer, Vorsitzender des Zentralbetriebsrates

Franz Eckhart

Daniel Haider

Vorstand

Mag. Dr. Erich Entstrasser (Vorsitzender bis 31.03.2025)

Dipl.-Ing. Thomas Gasser, MBA (bis 19.09.2025)

Dipl.-Ing. Dr.-Ing. Michael Kraxner (ab 01.04.2025)

Dipl.-Ing. Alexander Speckle

Vorwort des Vorstandes

Das Geschäftsjahr 2025 war für die TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG ein Jahr, in dem wir unsere Stärke weiter festigen und wichtige Weichen für die Zukunft stellen konnten. Trotz anhaltender Unsicherheiten, geopolitischer Spannungen und spürbarer Verwerfungen an den Energiemärkten ist es uns gelungen, unsere Rolle als leistungsfähiger, wirtschaftlich stabiler und verlässlicher Landesenergieversorger weiter auszubauen.

Dass uns das gelungen ist, ist aber kein Zufall, sondern das Ergebnis einer klaren Strategie, hoher Flexibilität im operativen Geschäft und eines ausgeprägten Verantwortungsbewusstseins gegenüber Tirol und seinen Menschen.

Die wirtschaftliche Entwicklung im Berichtsjahr unterstreicht die Robustheit unseres Geschäftsmodells: Mit einem Konzernergebnis von € 416,8 Mio vor Steuern und einem operativen Cashflow von € 359,1 Mio blicken wir auf ein sehr erfolgreiches Jahr zurück. Ertragsstärke, vorausschauendes Agieren im Energiehandel und ein effizient geführtes Kraftwerksportfolio schaffen Stabilität und Handlungsspielraum. Unser wirtschaftlicher Erfolg sichert die Unabhängigkeit und Investitionskraft für Tirols Energiezukunft.

Die entscheidende Frage ist: Wenn wir die Dringlichkeit der Energiewende heute nicht verstehen, wann dann? Versorgungssicherheit, Klimaschutz und Systemstabilität sind jedoch keine konkurrierenden Gegensätze, im Gegenteil. Sie müssen gemeinsam gedacht und umgesetzt werden. Bis 2030 werden wir daher rund 1,5 Mrd Euro in den Ausbau der Wasserkraft investieren, weitere 210 Mio Euro in innovative Energiesysteme, Mobilität und Wärme sowie 720 Mio Euro in die Netzinfrastuktur.

Unser wirtschaftlicher Erfolg ermöglicht es uns, eine substanzielle Dividende an das Land Tirol auszuschütten. Dieses Geld kommt unmittelbar der Bevölkerung

und dem Standort zugute. Auch zählt TIWAG seit Jahren zu den günstigsten Landesenergieversorgern Österreichs. Gerade in einem von Inflation geprägten Umfeld konnten und können wir unsere Kundinnen und Kunden damit spürbar entlasten und genau daran werden wir auch künftig gemessen werden.

Die europäische Energiewirtschaft befindet sich in einem tiefgreifenden Wandel. Der Ausstieg aus fossilen Energieträgern, der massive Ausbau erneuerbarer, aber volatiler Erzeugung sowie steigende Anforderungen an die Netzstabilität verändern das Energiesystem grundlegend. Gleichzeitig ist Energie heute mehr denn je ein entscheidender Standortfaktor für die Tiroler Wirtschaft.

Für uns ergibt sich daraus eine klare Schlussfolgerung: Flexibilität ist der entscheidende Schlüssel zur Energiewende. Ohne leistungsfähige Speicher, gesicherte Erzeugung und intelligente Netze wird ein fossilfreies Energiesystem nicht funktionieren. Unser Kraftwerkspark spielt in diesem System eine zentrale Rolle. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke stehen für CO₂-freie Stromerzeugung und sind gleichzeitig unverzichtbar für die Stabilität des Gesamtsystems. Sie gleichen Lastspitzen aus, verschieben Energie in jene Stunden, wo sie gebraucht wird, und ermöglichen es uns, flexibel auf Marktanforderungen zu reagieren. Diese Anlagen sind nicht nur mehr denn je das Rückgrat der Versorgungssicherheit, sondern auch ein entscheidender strategischer Standortvorteil für Tirol.

Darüber hinaus erfüllen unsere Speicher eine wichtige Schutzfunktion. Sie regulieren Abflüsse, vermindern Hochwasserrisiken und leisten einen wesentlichen Beitrag zur Sicherheit der Talschaften. Angesichts des Klimawandels, mit seinen veränderten Abflussmustern und zunehmenden Extremwetterereignissen, gewinnt ein vorausschauendes Wasser- und Speichermanagement immer mehr an Bedeutung. Hier sind wir bereits sehr gut aufgestellt.



Das TIWAG-Vorstandsteam (v.l.): Michael Kraxner und Alexander Speckle.

Im Rahmen des Ziels „Tirol 2050 energieautonom“ streben wir eine bilanzielle Eigenversorgung aus erneuerbaren Quellen an. Um diese Autonomie im Jahresverlauf stabil zu gestalten, bleibt der Stromhandel ein integraler Bestandteil unseres Systems. Er dient dazu, saisonale Unterschiede – wie die strukturelle Deckungslücke im Winter oder Überschüsse im Sommer – effizient auszugleichen. Durch unsere konsequente Handelsstrategie sichern wir die Stabilität des Netzes, schaffen Preisstabilität für unsere Kundinnen und Kunden und wandeln Tiroler Energie in nachhaltige regionale Wertschöpfung um.

Gerade vor diesem Hintergrund müssen wir weiterhin am gezielten Ausbau unserer erneuerbaren Eigenerzeugung arbeiten, nicht nur im Bereich der Wasserkraft. Bereits heute sind wir einer der größten Photovoltaikanlagenbetreiber in Tirol und investieren in weitere zukunftsfähige Technologien. Entscheidend ist ein technologisch sinnvoller Mix, abgestimmt auf die Stärken unseres Landes.

Beim Ausbau der Wasserkraft konnten wir 2025 jedenfalls wesentliche Fortschritte erzielen. Die Projekte Erweiterung Kühtai und Tauernbach-Gruben verliefen

planmäßig und werden 2026 in Betrieb gehen. Mit dem Spatenstich für die Innstufe Imst-Haiming im vergangenen Oktober wurde ein weiteres zentrales Großprojekt auf den Weg gebracht. Insgesamt investierten wir im Jahr 2025 € 408,0 Mio in unsere Erzeugungsanlagen und damit in die Versorgungssicherheit, Klimaschutz und den Wirtschaftsstandort Tirol.

Das Rückgrat der Energiewende – und eine der größten Baustellen unserer Zeit – bleibt aber der Ausbau und die Modernisierung der Stuenetzinfrastruktur, in die wir im Geschäftsjahr € 116,8 Mio investiert haben. Die Anforderungen an das Stromnetz steigen deutlich: Dezentrale Einspeisung, der starke Ausbau der Photovoltaik, Elektromobilität und veränderte Verbrauchsmuster verändern das System grundlegend. Netze müssen heute deutlich flexibler, leistungsfähiger und intelligenter sein als noch vor wenigen Jahren.

Nicht ohne Grund fließt rund ein Drittel des Investitionsvolumens in die Netzinfrasturktur. Moderne Tarifmodelle, Smart Meter und intelligente Steuerungssysteme ermöglichen es zusätzlich, Flexibilität auch auf der Verbraucherseite zu nutzen. So schaffen wir Anreize, senken Systemkosten und erhöhen gleichzeitig die Stabilität des Gesamtsystems. Und gerade in diesen neuen technologischen Bereichen gilt: Wissen schafft Akzeptanz. Die Transformation des Systems wird nur gelingen, wenn sie verstanden wird. Wir setzen auf Fakten und den Dialog auf Augenhöhe, um den notwendigen Infrastrukturausbau gemeinsam mit der Bevölkerung zu realisieren.

Der ökologische Umbau des Systems wird nicht allein von Technologien getragen, sondern von Menschen, die bereit sind, Verantwortung zu übernehmen und Veränderungen aktiv zu gestalten. Der Erfolg der TIWAG ist

somit vor allem eine Leistung unserer rund 1.700 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter. Sie sichern Tag für Tag mit Kompetenz, Engagement und Verantwortungsbewusstsein die Energieversorgung Tirols. Ob in Kraftwerken, Netzen, im Handel, in der Planung oder im direkten Kontakt mit Kundinnen und Kunden macht ihr Engagement den Unterschied.

Wir sehen es in diesem Sinne als unsere Aufgabe, ein verlässlicher und attraktiver Arbeitgeber zu sein. Ausbildung, Weiterbildung und die Entwicklung neuer Kompetenzen haben bei uns zentrale Bedeutung, um die technologische Vorreiterrolle der TIWAG langfristig abzusichern.

TIWAG steht zu 100 % im Eigentum des Landes Tirol und handelt im Interesse seiner Bürgerinnen und Bürger. Unser Auftrag geht weit über die Energieversorgung hinaus. Wir sichern Wertschöpfung, leisten einen Beitrag zu den Klimazielen und stärken den Standort Tirol.

Dabei gilt für uns ein klarer Grundsatz: Wir verfolgen ausschließlich Projekte, die wirtschaftlich tragfähig, technisch sicher und langfristig sinnvoll sind. Unabhängig von kurzfristigen Stimmungen und ganz im Sinne unserer nachkommenden Generationen.

Mit einer stabilen wirtschaftlichen Basis, einer leistungsfähigen Infrastruktur und einem starken Team gehen wir zuversichtlich in die Zukunft. Die Herausforderungen sind groß, aber die Chancen sind es auch.

TIWAG ist bereit, Verantwortung zu übernehmen und die Energiezukunft Tirols aktiv zu gestalten – mutig, dynamisch und entschlossen. Damit Tirol auch morgen voller Energie steckt.

Der Vorstand

Dr.-Ing. Michael Kraxner

Dipl.-Ing. Alexander Speckle





Corporate-Governance-Bericht 2025 der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG

1. EINLEITUNG

Die nachfolgenden Ausführungen richten sich nach den aktuellen Anforderungen der Corporate Governance-Leitlinien für Beteiligungsunternehmen des Landes Tirol. Maßgeblich für die veröffentlichten Informationen sind die Verhältnisse zum 31. Dezember 2025 und die Veränderung dieser Verhältnisse im Geschäftsjahr 2025. Soweit nicht anders angeführt, bezieht sich der Bericht auf diesen Zeitpunkt. Wesentliche Änderungen zwischen diesem Stichtag und der Veröffentlichung des Berichts werden separat dargestellt.

Die Corporate Governance-Leitlinien für Beteiligungsunternehmen des Landes Tirol, die an den Bundes-Public Corporate Governance Kodex 2017 (B-PCGK 2017) angelehnt sind, stellen einen Ordnungsrahmen für Unternehmen des Landes dar und enthalten Grundsätze guter und transparenter Unternehmensführung.

Die Corporate Governance der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG ergibt sich aus den Regelungen des Aktienrechts, des Unternehmensgesetzbuches, den Vorschriften über die betriebliche Mitbestimmung, der Satzung, der Geschäftsordnung für den Aufsichtsrat, der Geschäftsordnung für den Vorstand und den Corporate Governance-Leitlinien für Beteiligungsunternehmen des Landes Tirol.

2. BEKENNTNIS ZU DEN LEITLINIEN UND BEKANNTGABE DER ABWEICHUNGEN

Die Tiroler Landesregierung hat die Corporate Governance-Leitlinien für Beteiligungsunternehmen des Landes Tirol am 02.04.2019 zustimmend zur Kenntnis genommen. Diese Leitlinien wurden mit Regierungsbeschlüssen vom 13.07.2021 und vom 18.06.2024 aktualisiert und ergänzt. Die TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG bekennt sich zu den Corporate Governance-Leitlinien für Beteiligungsunternehmen des Landes Tirol, soweit sie auf TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG anwendbar sind.

Vorstand und Aufsichtsrat erklären: Den vom Land Tirol am 02.04.2019 bekannt gemachten Empfehlungen der „Corporate Governance-Leitlinien für Beteiligungsunter-

nehmen des Landes Tirol“ in der Fassung vom 18.06.2024 wurde im Geschäftsjahr 2025 bestmöglich entsprochen. Anmerkungen sind keine erforderlich, es bestehen weder formale noch inhaltliche Abweichungen zu den Leitlinien.

3. VERANKERUNG DER LEITLINIEN

Die Anwendung der Leitlinien ist in den Geschäftsordnungen des Aufsichtsrates (§ 6) und des Vorstandes (§ 8) verankert. Die Verabschiedung des jährlichen Corporate Governance Berichtes erfolgt sowohl durch Beschlussfassung des Gesamtvorstandes in Abstimmung mit dem Aufsichtsrat als auch durch Beschlussfassung des Gesamtaufsichtsrates.

4. HAUPTVERSAMMLUNG

Das Grundkapital der nicht börsennotierten TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG, das im Firmenbuch des Landesgerichtes Innsbruck unter FN 44133b eingetragen ist, beträgt zum 31.12.2025 € 300.000.000,00 und ist in 300.000 Aktien zum Nennbetrag von je € 1.000 gestückt. Die Aktien lauten auf Namen und werden ausschließlich vom Land Tirol gehalten.

Das Land Tirol nimmt als Alleinaktionär, vertreten durch den Landeshauptmann, seine Anteilseignerrechte wahr und übt sein Stimmrecht in der mindestens einmal jährlich stattfindenden Hauptversammlung aus. Zu den wichtigsten Aufgaben bzw. Kompetenzen der Hauptversammlung gehören die Entscheidung über die Gewinnverwendung, die Wahl des Aufsichtsrates, die Wahl des Abschlussprüfers, die Entlastung des Vorstandes und des Aufsichtsrates sowie die Änderung der Satzung. Alle Entscheidungen des Anteilseigners werden in einer notariell beurkundeten Niederschrift dokumentiert. Im Berichtsjahr fand die 101. ordentliche Hauptversammlung am 19.05.2025 in Präsenz des Alleinaktionärs Land Tirol statt. Den Vorsitz in der Hauptversammlung hat der Aufsichtsratsvorsitzende übernommen. Nach Vorlage des Jahresabschlusses, des Konzernabschlusses, des Lageberichtes und des Konzernlageberichtes über das Geschäftsjahr 2024 sowie der Berichte des Aufsichtsrates und des Abschlussprüfers und des Corporate

Governance Berichtes wurden Beschlüsse über die Anträge zur Verwendung des Bilanzgewinns 2024, zur Entlastung der Mitglieder des Vorstandes und des Aufsichtsrates für das Geschäftsjahr 2024, zur Wahl des Abschlussprüfers für das Geschäftsjahr 2025 und zu Wahlen in den Aufsichtsrat gefasst.

Folgende Beschlüsse wurden einstimmig gefasst:

- Für das Geschäftsjahr 2024 wurde die Ausschüttung von € 110.000.000 beschlossen. Die Auszahlung der Dividende erfolgte in drei Tranchen zu folgenden Valutatagen: Die 1. Tranche von € 37.000.000 am 03.07.2025, die 2. Tranche von € 36.000.000 am 30.07.2025 und die 3. Tranche von € 37.000.000 am 28.08.2025.
- Den Mitgliedern des Vorstandes wurde für ihre jeweilige Funktionsperiode im abgelaufenen Geschäftsjahr 2024 die Entlastung erteilt.
- Den Mitgliedern des Aufsichtsrates wurde für die jeweilige Funktionsperiode im abgelaufenen Geschäftsjahr 2024 die Entlastung erteilt.
- Zum Abschlussprüfer für den Jahresabschluss und den Konzernabschluss für das Geschäftsjahr 2025 wurde die Deloitte Audit Wirtschaftsprüfungs GmbH gewählt.
- Herr Mag. Manfred Pletzer, Frau Mag.^a Michaela Hysek-Unterweger, Frau Univ.-Prof.ⁱⁿ Dr.ⁱⁿ Hannelore Weck-Hannemann und Herr MMag. Dr. Eduard Wallnöfer wurden erneut jeweils auf die satzungsmäßige Höchstdauer zu Mitgliedern des Aufsichtsrates gewählt.

5. ZUSAMMENWIRKEN VON VORSTAND UND AUFSICHTSRAT

Der Vorstand ist für die Leitung des Unternehmens und die Führung der Geschäfte verantwortlich, der Aufsichtsrat berät und überwacht den Vorstand bei der Leitung des Unternehmens. Aufsichtsrat und Vorstand, die in regelmäßigem und engem Kontakt miteinander stehen, arbeiten zum Wohle des Unternehmens eng und vertrauensvoll zusammen. Basis dafür ist gegenseitiges Vertrauen, das durch Einhaltung der zu beachtenden Transparenz-, Offenlegungs- und Vertraulichkeitspflichten geschaffen und im Rahmen offener Diskussion gelebt wird. Der

Vorstand berichtet dem Aufsichtsrat regelmäßig, zeitnah und umfassend über die wesentlichen Aspekte der Strategie, über die aktuelle Ertrags- und Risikolage, über bedeutende Geschäftsfälle, über die Compliance und das Risikomanagement. Mit dem Vorsitzenden des Aufsichtsrates steht der Vorstand auch außerhalb der Sitzungen in regelmäßigem Austausch und berichtet ihm unverzüglich über alle Angelegenheiten von besonderem Gewicht. Der Aufsichtsrat hat die Geschäfte, die – zusätzlich zu den gesetzlich vorgesehenen Fällen – seiner Zustimmung bedürfen, bestimmt. Konkret hat er einen Katalog von Geschäften definiert, die der Vorstand nur mit seiner Zustimmung im Gesamtplenum bzw. im Präsidialausschuss vornehmen kann. Die zustimmungsbedürftigen Geschäfte sind in den Geschäftsordnungen des Aufsichtsrates und des Vorstandes geregelt.

Vertraulichkeit ist ebenso wie der geregelte Informationsfluss zwischen den Organen einer Aktiengesellschaft eine wesentliche Grundvoraussetzung einer ordentlichen Geschäftsführung und Überwachung. Darüber hinaus ist eine umfassende Wahrung der Vertraulichkeit gegenüber Dritten von entscheidender Bedeutung. Der Grundsatz der Vertraulichkeit ist in den Geschäftsordnungen des Aufsichtsrates und des Vorstandes geregelt. Werden zu den Sitzungen des Aufsichtsrates Sachverständige und Auskunftspersonen über einzelne Gegenstände zugezogen, so werden für diese Personen, die nicht ohnedies auf Grund ihrer Funktion eine berufsrechtliche Verschwiegenheitsverpflichtung treffen, gleichwertige nachweisliche Absicherungen getroffen. Zu Sitzungen des Vorstandes können ArbeitnehmerInnen der Gesellschaft, Sachverständige und Auskunftspersonen jeweils zur Beratung über einzelne Gegenstände zugezogen werden. In diesem Fall werden diese Personen über die Vertraulichkeitsgrundsätze in Kenntnis gesetzt und die Einhaltung der Verschwiegenheitsverpflichtungen, die der eines Vorstandsmitglieds gleichkommen, von diesen nachweislich bestätigt.

Die TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG hat seit 2002 eine Directors- & Officers-Versicherung abgeschlossen, in deren Deckung die Tätigkeit der Organe und leitenden Angestellten einbezogen ist. Darüber hinaus erstreckt sich die Versicherungsdeckung auch auf das Management der Tochterunternehmen. Die Kosten werden vom Unternehmen getragen.

Aufgrund der aktienrechtlichen Vorschriften hat der Aufsichtsrat den Abschluss von Verträgen mit Mitgliedern des Aufsichtsrates, durch die sich diese außerhalb ihrer Tätigkeit im Aufsichtsrat gegenüber der Gesellschaft oder einem Tochterunternehmen zu einer Leistung gegen ein nicht bloß geringfügiges Entgelt verpflichten, zuzustimmen. Des Weiteren vertritt der Aufsichtsrat die Gesellschaft bei der Vornahme von Rechtsgeschäften mit dem Vorstand. Ebenfalls der Zustimmungspflicht unterliegen Verträge mit Unternehmen, an denen ein Aufsichtsrats- bzw. Vorstandsmitglied ein erhebliches wirtschaftliches Interesse hat. Zur Sicherstellung der Einhaltung der Richtlinie wurden die Aufsichtsrats- und Vorstandsmitglieder zu den Geschäftsbeziehungen, zu den im Geschäftsjahr abgeschlossenen Geschäften und zu allfälligen Interessenskonflikten (Gewährleistung der Unabhängigkeit) befragt. Von den Mitgliedern wurden mit Ausnahme der genehmigten Verträge keine entsprechenden Geschäfte und Interessenskonflikte angezeigt. Es wurden im Geschäftsjahr 2025 auch keine Verträge zwischen den Aufsichtsrats- und Vorstandsmitgliedern und der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG bzw. Tochterunternehmen der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG geschlossen.

6. VORSTAND

6.1 AUFGABEN UND ZUSTÄNDIGKEIT

Der Vorstand leitet das Unternehmen in eigener Verantwortung und zum Wohl des Unternehmens unter Berücksichtigung der Interessen der Aktionärin und der Arbeitnehmer sowie des öffentlichen Interesses, auf Grundlage der Satzung und der durch den Aufsichtsrat erlassenen Geschäftsordnung für den Vorstand. Der Vorstand hat ein wirksames Rechnungswesen, ein Internes Kontrollsystem (IKS), ein Risikomanagementsystem und ein Compliance-Management System eingerichtet.

Laut Satzung besteht der Vorstand der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG aus bis zu vier Personen, wobei die tatsächliche Zahl der Vorstandsmitglieder vom Aufsichtsrat festgesetzt wird. Soweit die Kompetenzen nicht ohnedies zwingend durch das Aktiengesetz zugeordnet sind, regelt die Geschäftsordnung für den Vorstand der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG die Geschäftsverteilung, die

Willensbildung, die Zusammenarbeit des Vorstandes sowie das Zusammenwirken des Vorstandes und des Aufsichtsrates. Des Weiteren regelt die Geschäftsordnung über die aktienrechtlichen Bestimmungen hinaus Geschäfte und Maßnahmen, in denen die Zustimmungserfordernisse des Aufsichtsrates oder eines von ihm gebildeten und hierzu ermächtigten Ausschusses erforderlich sind. Die Geschäftsordnung des Vorstandes regelt auch jene Angelegenheiten, die dem Gesamtvorstand obliegen. Dazu zählen insbesondere die Konkretisierung der Ziele des Unternehmens und die Festlegung der Unternehmensstrategie im Einvernehmen mit dem Aufsichtsrat. Unbeschadet der Gesamtverantwortung des Vorstandes leitet jedes Vorstandsmitglied seinen Geschäftsbereich eigenverantwortlich.

Der Aufsichtsrat hat gemäß Beschluss vom 20.03.2025 die Geschäftsordnung für den Vorstand mit Wirkung zum 01.04.2025 geändert. Konkret wurde die Geschäftsordnung in der Weise adaptiert, dass eine enge Zusammenarbeit im Vorstandsteam auch formal abgebildet wird. Des Weiteren wurden die Form- und Verfahrensmodalitäten für Beratungen und Beschlussfassungen durch den Gesamtvorstand und die Abgabe von Erklärungen gegenüber der Öffentlichkeit in den Medien für den Fall angepasst, dass kein Vorsitzender des Vorstandes bestellt ist. Eine Compliance-Richtlinie für Vorstandsmitglieder wurde erlassen.

Infolge der Abberufung von Dipl.-Ing. Thomas Gasser als Vorstand der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG hat der Aufsichtsrat gemäß Beschluss vom 23.10.2025 die Geschäftsordnung für den Vorstand erneut geändert. Ausgehend davon, dass seit dieser Abberufung das Unternehmen durch die zwei verbliebenen Vorstandsmitglieder geleitet wird, wurde in Abstimmung mit diesen eine sachlich und fachlich begründete sowie ausgewogene Geschäftsverteilung erarbeitet, die vom Aufsichtsrat in weiterer Folge beschlossen worden ist. In der Geschäftsordnung wird nunmehr geregelt, dass bei Stimmengleichheit kein Beschluss zustande kommt, der Beschlussgegenstand aber binnen einer Woche neuerlich zu behandeln und der Aufsichtsratsvorsitzende zu informieren ist. Diese Regelung öffnet ein Zeitfenster für eine einvernehmliche Lösung und stellt sicher, dass der Aufsichtsrat seiner Kontrollpflicht nachkommt.

Die Geschäftsverteilung der Vorstandsmitglieder ist Bestandteil der jeweils gültigen Geschäftsordnung. Aufgrund der Änderungen im Vorstand hat sich die Geschäftsverteilung im Geschäftsjahr 2025 mehrfach geändert. Die Ressortzuständigkeiten der einzelnen Vorstandsmitglieder wurden in den Zeiträumen 01.01.2025 bis 01.04.2025, ab 01.04.2025 bis 23.10.2025 und ab 23.10.2025 wie folgt festgelegt:

Zeitraum 01.01.2025 bis 01.04.2025	
Mag. Dr. Erich Entstrasser	Finanz- und Rechnungswesen, Controlling und Beteiligungen, Vertrags- und Energiedatenmanagement, Unternehmensentwicklung und Organisation, Personal, Öffentlichkeitsarbeit, Rechtswesen und Liegenschaften (insbesondere Verwaltungsverfahren), Informationstechnologie, Telekommunikation, Energiestrategie und Energieeffizienz.
Dipl.-Ing. Thomas Gasser, MBA	Erzeugung, Energiewirtschaft, Energiehandel, Energievertrieb.
Dipl.-Ing. Alexander Speckle	Wasserkraftplanung, Anlagenplanung, Bauausführung, Programmbüro Kraftwerksprojekte, Zentraler Einkauf.

Gemeinsam sind die Vorstandsmitglieder für Strategie, Interne Revision und Stauanlagenverantwortung zuständig.

Zeitraum 01.04.2025 bis 23.10.2025	
Dipl.-Ing. Dr.-Ing. Michael Kraxner	Finanz- und Rechnungswesen, Controlling und Beteiligungen, Vertrags- und Energiedatenmanagement, Unternehmensentwicklung und Organisation, Personal, Rechtswesen und Liegenschaften (insbesondere Verwaltungsverfahren), Informationstechnologie, Telekommunikation, Energiestrategie und Energieeffizienz, Nachhaltigkeit ESG.
Dipl.-Ing. Thomas Gasser, MBA	Erzeugung, Energiewirtschaft, Energiehandel, Energievertrieb.
Dipl.-Ing. Alexander Speckle	Wasserkraftplanung, Anlagenplanung, Bauausführung, Programmbüro Kraftwerksprojekte, Zentraler Einkauf.

Gemeinsam sind die Vorstandsmitglieder für Strategie, Öffentlichkeitsarbeit, Interne Revision, Stauanlagenverantwortung und IT/OT Sicherheit zuständig.

Zeitraum ab 23.10.2025	
Dipl.-Ing. Dr.-Ing. Michael Kraxner	Controlling und Beteiligungen, Energiehandel, Energiewirtschaft, Energievertrieb, Finanz- und Rechnungswesen, Informationstechnologie, Telekommunikation, Nachhaltigkeit ESG, Personal, Rechtswesen, Vertrags- und Energiedatenmanagement.
Dipl.-Ing. Alexander Speckle	Anlagenplanung, Bauausführung, Energiestrategie und Energieeffizienz, Erzeugung, Liegenschaften (inkl. Verwaltungsverfahren), Programmbüro KW-Projekte, Wasserkraftplanung, Zentraler Einkauf.

Gemeinsam sind die Vorstandsmitglieder für Interne Revision, IT/OT Sicherheit, Öffentlichkeitsarbeit, Stauanlagenverantwortung, Strategie, Unternehmensentwicklung und Organisation zuständig.

berufungsbeschluss wurde eine Niederschrift, die vom Aufsichtsratsvorsitzenden unterzeichnet worden ist, angefertigt. Die Eintragung der Abberufung wurde im Firmenbuch am 25.09.2025 eingetragen.

6.2 ZUSAMMENSETZUNG DES VORSTANDES

Im Berichtsjahr 2025 setzte sich der Vorstand aus zwei bzw. drei Mitgliedern zusammen.

Mag. Dr. Erich Entstrasser hat mit Wirkung zum 31.03.2025 einvernehmlich sein Vorstandsmandat beendet. Der Anstellungsvertrag wurde mit Übertritt in den Ruhestand am 31.12.2025 aufgelöst. Mit der einvernehmlichen Beendigung zum 31.03.2025 ist auch der Rücktritt als Vorstandsvorsitzender verbunden. Der Aufsichtsrat hat in weiterer Folge kein Vorstandsmitglied mehr zum Vorsitzenden des Vorstandes ernannt.

Mit Beschluss des Aufsichtsrates wurde Dipl.-Ing. Dr.-Ing. Michael Kraxner mit Wirkung auf den Beginn des 01.04.2025 für die Dauer von fünf Jahren zum Vorstandsmitglied bestellt.

Mit Beschluss des Aufsichtsrates vom 19.09.2025 wurde die Bestellung von Dipl.-Ing. Thomas Gasser, MBA mit sofortiger Wirkung aus wichtigem Grund, konkret aufgrund von Vorkommnissen im Zusammenhang mit seiner Funktion als Vorstandsmitglied der Innsbrucker Kommunalbetriebe AG, widerrufen. Über den Ab-

Im Geschäftsjahr 2025 setzte sich der Vorstand der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG aus folgenden Mitgliedern in folgenden Zeiträumen zusammen:

Vorstandsvorsitzender Mag. Dr. Erich Entstrasser

- Geburtsjahr: 1960
- Im Vorstand seit 01.01.2013
- Vorstandsvorsitzender seit 01.01.2016
- Vorstandsvorsitzender bis 31.03.2025
- Beginn der aktuellen Funktionsperiode: 12.10.2021
- Ende der aktuellen Funktionsperiode: 31.03.2025

Bis zur einvernehmlichen Beendigung des Vorstandsmandates bestanden Aufsichtsratsmandate bei TINETZ-Tiroler Netze GmbH, Energie AG Oberösterreich, Innsbrucker Kommunalbetriebe Aktiengesellschaft und Austrian Power Grid AG. Mit Ablauf des 31.03.2025 hat Vorstandsvorsitzender Mag. Dr. Erich Entstrasser, die im Zusammenhang mit seiner Funktion bei der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG stehenden persönlichen Mandate in der Konzerngesellschaft TINETZ-Tiroler Netze GmbH und in den Beteiligungsgesellschaften an der Innsbrucker Kommunalbetriebe Aktiengesellschaft und der Energie AG Oberösterreich zurückgelegt.

Vorstandsdirektor**Dipl.-Ing. Thomas Gasser, MBA**

- Geburtsjahr: 1969
- Im Vorstand seit 01.01.2016
- In der Aufsichtsratssitzung vom 04.07.2024 wurde Dipl.-Ing. Gasser, MBA vorzeitig bis Ende 2027 wiederbestellt.

In der außerordentlichen Sitzung am 19.09.2025 hat der Aufsichtsrat einstimmig beschlossen, Herrn Dipl.-Ing. Thomas Gasser als Mitglied des Vorstandes der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG mit sofortiger Wirkung aus wichtigem Grund gem. § 75 (4) AktG abzurufen und die Entlassung aus dem bis 31.12.2025 befristeten Anstellungsvertrag aus wichtigem Grund mit sofortiger Wirkung auszusprechen. Der Aufsichtsrat hat weiter einstimmig beschlossen, mit sofortiger Wirkung aus wichtigem Grund gem. § 75 (4) AktG die mit Beschluss vom 04.07.2024 erfolgte Bestellung des Herrn Dipl.-Ing. Thomas Gasser als Mitglied des Vorstandes der TIWAG-Tiroler Wasserkraft für die Funktionsperiode vom 01.01.2026 bis zum 31.12.2027 zu widerrufen und den Rücktritt vom Anstellungsvertrag vom 25.09.2024 aus wichtigem Grund zu erklären.

Herr Dipl.-Ing. Gasser war bis zum 18.09.2025 Vorstand der Innsbrucker Kommunalbetriebe Aktiengesellschaft. Der Aufsichtsrat der Innsbrucker Kommunalbetriebe Aktiengesellschaft hat die Bestellung zum Mitglied des Vorstandes mit sofortiger Wirkung am 18.09.2025 gem. § 75 (4) AktG aus wichtigem Grund widerrufen.

Im Berichtsjahr bestand ein Aufsichtsratsmandat bei der Tiroler Flughafenbetriebsgesellschaft m.b.H.

Vorstandsdirektor**Dipl.-Ing. Dr.-Ing. Michael Kraxner**

- Geburtsjahr: 1983
- Im Vorstand seit 01.04.2025
- Beginn der aktuellen Funktionsperiode: 01.04.2025
- Ende der aktuellen Funktionsperiode: 31.03.2030

Seit dem 01.04.2025 bestehen Aufsichtsratsmandate in der TINETZ-Tiroler Netze GmbH, der Innsbrucker Kommunalbetriebe Aktiengesellschaft und der Energie AG Oberösterreich.

Vorstandsdirektor**Dipl.-Ing. Alexander Speckle**

- Geburtsjahr: 1969
- Im Vorstand seit 01.01.2023
- Beginn der aktuellen Funktionsperiode: 01.01.2023
- Ende der aktuellen Funktionsperiode: 31.12.2027

Im Berichtsjahr bestanden Aufsichtsratsmandate in der TINETZ-Tiroler Netze GmbH und der Innsbrucker Kommunalbetriebe Aktiengesellschaft.

6.3 BERICHTSPFLICHTEN ÜBER EREIGNISSE IM UNTERNEHMEN

Der Vorstand informiert den Aufsichtsrat regelmäßig, zeitnah und umfassend in schriftlicher oder mündlicher Form über alle für das Unternehmen relevanten Fragen insbesondere der Strategie, der Planung, der Geschäftsentwicklung, der Risikolage und des Risikomanagements sowie der Compliance. Der Vorstand stimmt die strategische Ausrichtung des Unternehmens mit dem Aufsichtsrat ab und erörtert mit ihm in regelmäßigen Abständen den Stand der Strategieumsetzung. Entscheidungsnotwendige Unterlagen werden vom Vorstand für den Aufsichtsrat im Rahmen von periodischen und anlassbezogenen Berichten so aufbereitet, dass dieser über die für die Beurteilung und Entscheidung relevanten und notwendigen Informationen verfügt.

6.4 BESTELLUNG UND VERGÜTUNG DES VORSTANDES

Vorstandspositionen werden gemäß Stellenbesetzungsgesetz BGBl. I Nr. 26/1998 idgF öffentlich ausgeschrieben. Die Bestellung erfolgt nach Abwicklung des Auswahlverfahrens durch das Plenum des Aufsichtsrates.

Der Aufsichtsrat hat sich zum Ziel gesetzt, bei einem sich abzeichnenden Ausscheiden von Vorstandsmitgliedern frühzeitig mit der Nachfolgeplanung zu beginnen. Bereits im Geschäftsjahr 2023 hat der Aufsichtsrat zur anstehenden Besetzung des auslaufenden Mandates von Dr. Erich Entstrasser einen Beschluss gefasst. Nach erfolgter internationaler Ausschreibung unter Begleitung

von mehreren professionellen Personalagenturen, wurde das Auswahlverfahren bereits im Geschäftsjahr 2024 durch den Ausschuss für Vorstandsangelegenheiten operativ abgewickelt und nach Reihung im Ausschuss dem Plenum des Aufsichtsrates ein Vorschlag für die Bestellung zur Beschlussfassung unterbreitet. Der Aufsichtsrat hat am 04.07.2024 beschlossen, den bisherigen Chief Technology Officer (CTO) des MCI Innsbruck, Dipl.-Ing. Dr.-Ing. Michael Kraxner, ab 01.01.2026 bzw. bei einem möglichen früheren Ausscheiden von Mag. Dr. Erich Entstrasser ab einem früheren Stichtag im Geschäftsjahr 2025 für die Dauer von fünf Jahren zum Vorstand des kaufmännischen Ressorts der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG zu bestellen. Dipl.-Ing. Dr.-Ing. Michael Kraxner hat das Vorstandsmandat am 01.04.2025 übernommen. Mit dieser Übernahme des Vorstandsmandates beginnt die fünfjährige Bestellsdauer.

Der Aufsichtsrat legt die Struktur und die Höhe der Vorstandsvergütung fest. Für die Prüfung der Angemessenheit der Gesamtvergütung der Vorstandsmitglieder werden auch die Richtlinienbestimmungen für Dienstverträge von Managerinnen und Managern, die von der Tiroler Landesregierung am 12.06.2012 beschlossen und mit Regierungsbeschluss vom 14.06.2016 geändert worden sind, berücksichtigt. Zu begründeten Abweichungen von den Richtlinien des Landes Tirol wird auf die Ausführungen im Bericht ‚Reihe Tirol 2021/2‘ des Rechnungshofes Österreich Randziffern 25.1 und folgende verwiesen. Der Gesamtvorstand hat im Berichtsjahr 2025 € 1.408.962,69 bezogen.

7. LEITENDE ANGESTELLTE

Zu Beginn des Berichtsjahres 2025 waren sechs GesamtprokuristInnen (Bereich Erzeugung, Bereich Energiewirtschaft, Bereich Controlling und Treasury, Zentraler Einkauf, Personalmanagement und Energievertrieb) für das Unternehmen tätig. Seit der Pensionierung von Dipl.-Ing. Edgar Röck, Bereichsleiter Energiehandel und Energiewirtschaft zum 30.06.2025 sind noch insgesamt fünf ProkuristInnen für das Unternehmen tätig. Im Zuge der Bestellung dieser leitenden Angestellten (ProkuristInnen) wurde überprüft, ob diese Personen über die erforderlichen Kenntnisse, Fähigkeiten und fachlichen Erfahrungen verfügen und sie auch in der

Lage sind, diese Funktion wahrzunehmen. Auf die Bereitschaft zur stetigen Weiterentwicklung der Fach- und Methodenkompetenzen und der sozialen Kompetenzen wurde Bedacht genommen.

8. AUFSICHTSRAT

8.1 AUFGABEN

Die Festlegung des Aufgabenbereichs des Aufsichtsrates ist gesetzlich im Aktiengesetz, Unternehmensgesetzbuch und im Arbeitsverfassungsgesetz normiert und unternehmensintern in der Satzung und den Geschäftsordnungen für Aufsichtsrat und Vorstand geregelt. Dem Aufsichtsrat obliegt neben der regelmäßigen Überwachung auch die Personalhoheit über den Vorstand, die Vorauswahl und konkrete Beauftragung des Abschlussprüfers, die Mitentscheidung nach gesetzlicher, satzungsmäßiger oder unmittelbar auf Beschluss (Geschäftsordnung) beruhender Grundlage und schließlich die Beratung des Vorstandes in grundsätzlichen Angelegenheiten, Vorhaben und Entscheidungen, auch hinsichtlich der strategischen Planungen.

Der Aufsichtsrat wird vom Vorstand über den Geschäftsverlauf und die voraussichtliche Geschäftsentwicklung, die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage, die Unternehmensplanung, die Umsetzung der Unternehmensstrategie und der unternehmerischen Chancen und Risiken im Wege des Jahresberichts, der Vorschaurechnung, der Quartalsberichte sowie anlassbezogen über Sonder- und Anforderungsberichte informiert.

Der Aufsichtsrat hat laut Satzung und Geschäftsordnung mindestens eine ordentliche Sitzung je Kalendervierteljahr abzuhalten. Die Sitzungen des Aufsichtsrates und seiner Ausschüsse werden vom Vorsitzenden einberufen und der Aufsichtsrat trifft seine Entscheidungen durch Beschlüsse, die mit Mehrheit der an der Abstimmung teilnehmenden Aufsichtsratsmitglieder gefasst werden. Bei Stimmengleichheit gibt die Stimme des Vorsitzenden den Ausschlag. Im Berichtsjahr wurden unter Berücksichtigung der Kalendervierteljahresregel acht Aufsichtsratssitzungen, darunter vier außerordentliche und vier ordentliche Sitzungen im Plenum durchgeführt.

Die Anwesenheitsrate aller Aufsichtsratsmitglieder betrug 94,4 %. Zusätzlich zu den Sitzungen des Aufsichtsrates und seiner Ausschüsse erfolgten regelmäßig Besprechungen zwischen dem Vorsitzenden des Aufsichtsrates und dem Vorstand. Über die Sitzungen des Aufsichtsrates wurden Niederschriften geführt, die vom vorsitzführenden Mitglied und der das Protokoll führenden Person unterzeichnet werden.

Die Geschäftsordnung für den Aufsichtsrat, die die organisatorischen Voraussetzungen für die Tätigkeit des Aufsichtsrates so regelt, dass einem nicht ständig tagenden Organ und allen seinen Mitgliedern die Möglichkeiten gegeben wird, ihre Aufgaben wahrzunehmen und die mit der Funktion verbundene Voraussetzung zu erfüllen, wurde zuletzt mit Wirkung vom 25.09.2024 geändert. Der wesentliche Inhalt der Geschäftsordnung ist die ordnungsgemäße Vorbereitung, Einberufung und Abhaltung der Sitzungen des Aufsichtsrates, damit sichergestellt ist, dass dieser gültige und rechtswirksame Beschlüsse fassen kann. Konkret regelt die Geschäftsordnung die Beschlussfähigkeit, die Form der Beschlussfassung, die Konstituierung, die Einberufung von Sitzungen, die Protokollierung, die Verlagerung von Aufgaben in Ausschüsse, die genehmigungspflichtigen Geschäfte und die Teilnahme von Nichtmitgliedern.

8.2 ZUSAMMENSETZUNG DES AUFSICHTSRATES

Die Auswahl der Aufsichtsratsmitglieder fällt ausschließlich in die Kompetenz der Hauptversammlung bzw. hängt von der Entsendung durch die Arbeitnehmervertretung ab. Auf der Grundlage der Bestimmungen im AktG und im ArbVG bestand der Aufsichtsrat im Geschäftsjahr 2025 aus neun Mitgliedern. Sechs Mitglieder wurden von der Aktionärin in der Hauptversammlung gewählt, drei Mitglieder wurden vom Zentralbetriebsrat als Arbeitnehmervertreter entsandt und bestellt.

Der Aufsichtsrat wählt aus seiner Mitte den Vorsitzenden und einen ersten und einen zweiten Stellvertreter des Vorsitzenden auf die Dauer ihrer Funktionsperioden.

Eine paritätische Zusammensetzung der Aufsichtsratsmitglieder wird nicht erreicht. Dem Aufsichtsrat gehören im Berichtszeitraum und aktuell keine ehemaligen Vorstandsmitglieder an.

Der Aufsichtsrat befasste sich im Berichtszeitraum mit möglichen Interessenskonflikten. Es wurden von den Aufsichtsratsmitgliedern keine Interessenskonflikte gemeldet. Des Weiteren haben alle sechs von der Hauptversammlung gewählten Aufsichtsratsmitglieder eine schriftliche Erklärung über ihre Unabhängigkeit und berufliche Zuverlässigkeit abgegeben. Die in den Corporate Governance-Leitlinien für Beteiligungsunternehmen des Landes Tirol vorgesehene Mandatsobergrenze von mehr als acht Mandaten in Überwachungsorganen wurde von sämtlichen Aufsichtsratsmitgliedern nicht überschritten.

Im Geschäftsjahr 2025 gab es keinen Wechsel im Aufsichtsrat. Die von der Hauptversammlung gewählten Aufsichtsratsmitglieder MMag. Dr. Eduard Wallnöfer, Mag. Manfred Pletzer, Mag.^a Michaela Hysek-Unterweger und Univ.-Prof.ⁱⁿ (em.) Dr.ⁱⁿ Hannelore Weck-Hannemann wurden am 19.05.2025 bis zur Beendigung der Hauptversammlung 2028 als Mitglieder des Aufsichtsrates wiedergewählt. In der der Wahl folgenden konstituierenden Sitzung des Aufsichtsrates wurde MMag. Dr. Eduard Wallnöfer zum Vorsitzenden des Aufsichtsrates, Mag. Manfred Pletzer zum 1. Vorsitzenden-Stellvertreter und Mag.^a Michaela Hysek-Unterweger zur 2. Vorsitzenden-Stellvertreterin gewählt. Die wiedergewählten Aufsichtsratsmitglieder haben vor der Wahl Informationen über ihre fachlichen Qualifikationen, ihre beruflichen bzw. vergleichbaren Funktionen, sowie alle Umstände, die die Besorgnis einer Befangenheit begründen könnten, dem Alleinaktionär übermittelt.

Im Geschäftsjahr 2025 fanden zwischen dem 14.10. und 16.10.2025 Betriebsratswahlen statt. Der neu gewählte Zentralbetriebsrat hat die bisherigen Arbeitnehmervertreter, Florian Gorfer, Franz Eckhart und Daniel Haider, wieder in den Aufsichtsrat entsandt.

Im Geschäftsjahr 2025 bestand der Aufsichtsrat aus folgenden Personen:

MMag. Dr. Eduard Wallnöfer**Vorsitzender**

- Geburtsjahr: 1978
- AR-Mitglied seit 2022
- Bestellungsdatum der aktuellen Funktionsperiode: 19.05.2025
- Ende der aktuellen Funktionsperiode: ordentliche Hauptversammlung 2028

In der konstituierenden Aufsichtsratssitzung vom 19.05.2025 wurde MMag. Dr. Eduard Wallnöfer zum Vorsitzenden des Aufsichtsrates gewählt.

Mag. Manfred Pletzer**1. Vors.-Stv.**

- Geburtsjahr: 1972
- AR-Mitglied seit 2015
- Bestellungsdatum der aktuellen Funktionsperiode: 19.05.2025
- Ende der aktuellen Funktionsperiode: ordentliche Hauptversammlung 2028

In der konstituierenden Aufsichtsratssitzung vom 19.05.2025 wurde Mag. Manfred Pletzer zum 1. Stellvertreter des Vorsitzenden des Aufsichtsrates gewählt.

Mag.^a Michaela Hysek-Unterweger**2. Vors.-Stv.**

- Geburtsjahr: 1980
- AR-Mitglied seit 2022
- Bestellungsdatum der aktuellen Funktionsperiode: 19.05.2025
- Ende der aktuellen Funktionsperiode: ordentliche Hauptversammlung 2028

In der konstituierenden Aufsichtsratssitzung vom 19.05.2025 wurde Mag.^a Michaela Hysek-Unterweger zur 2. Stellvertreterin des Vorsitzenden des Aufsichtsrates gewählt.

Mag. Hartwig Röck**Mitglied**

- Geburtsjahr: 1963
- AR-Mitglied seit 2014
- Bestellungsdatum der aktuellen Funktionsperiode: 15.05.2023
- Ende der aktuellen Funktionsperiode: ordentliche Hauptversammlung 2026

Univ.-Prof.ⁱⁿ (em.) Dr.ⁱⁿ Hannelore Weck-Hannemann
Mitglied

- Geburtsjahr: 1954
- AR-Mitglied seit 2015
- Bestellungsdatum der aktuellen Funktionsperiode: 19.05.2025
- Ende der aktuellen Funktionsperiode: ordentliche Hauptversammlung 2028

Ing. Hans-Peter Bock**Mitglied**

- Geburtsjahr: 1957
- AR-Mitglied seit 2023
- Bestellungsdatum der aktuellen Funktionsperiode: 15.05.2023
- Ende der aktuellen Funktionsperiode: ordentliche Hauptversammlung 2026

Arbeitnehmervertreter**Florian Gorfer, Vorsitzender des Zentralbetriebsrates**
Mitglied (vom Betriebsrat entsandt)

- Geburtsjahr: 1977
- Entsendung seit 01.06.2024
- Vorsitzender des Zentralbetriebsrates

Franz Eckhart**Mitglied (vom Betriebsrat entsandt)**

- Geburtsjahr: 1967
- Entsendung seit 03.11.2021

Daniel Haider**Mitglied (vom Betriebsrat entsandt)**

- Geburtsjahr: 1982
- Entsendung seit 01.04.2024

Es gilt der Grundsatz der höchstpersönlichen Aufgabenerfüllung. Jedes Aufsichtsratsmitglied kann sich im Einzelfall durch ein anderes Aufsichtsratsmitglied mittels schriftlicher, auf eine einzelne Sitzung lautender Vollmacht vertreten lassen, wobei jeweils ein Aufsichtsratsmitglied nur jeweils eine solche Vertretung übernehmen kann. Das Recht den Vorsitz zu führen, kann nicht übertragen werden.

Der Aufsichtsrat wählt aus seiner Mitte den Vorsitzenden sowie einen ersten und einen zweiten Stellvertreter des Vorsitzenden auf die Dauer ihrer Funktionsperiode. Vorsitzender des Aufsichtsrates ist MMag. Dr. Eduard Wallnöfer.

8.3 AUFGABEN DES VORSITZENDEN DES AUFSICHTSRATES

Der Vorsitzende nahm und nimmt seine Aufgaben gemäß Satzung, Geschäftsordnung und den Empfehlungen der Corporate Governance-Leitlinien für Beteiligungsunternehmen des Landes Tirol wahr. Der Aufsichtsrat ist beschlussfähig, wenn sämtliche Mitglieder ordnungsgemäß geladen und zumindest die Hälfte der von der Hauptversammlung gewählten Mitglieder anwesend sind. Die Beschlüsse werden mit Stimmenmehrheit gefasst und bei Stimmengleichheit gibt die Stimme des Vorsitzenden den Ausschlag. Urkunden des Aufsichtsrates werden vom Vorsitzenden oder einem seiner Stellvertreter in der gewählten Reihenfolge unterzeichnet. Der Vorsitzende ist Mitglied des Ausschusses für Vorstandsangelegenheiten. Den Vorstand treffen die aktienrechtlich vorgesehenen Berichtspflichten an den Aufsichtsrat und darüber hinaus informiert er regelmäßig über alle wichtigen Ereignisse und Entwicklungen, die für die Beurteilung der Lage und Entwicklung des Unternehmens der Gesellschaft und der mit der Gesellschaft verbundenen Unternehmen von wesentlicher Bedeutung sind. Da der Vorsitzende des Aufsichtsrates regelmäßigen Kontakt mit dem Vorstand hält, wird er in dringlichen Fällen jedenfalls vorweg unverzüglich informiert. Der Vorstand stimmt die strategische Ausrichtung des Unternehmens

mit dem Aufsichtsrat ab und erörtert mit ihm in regelmäßigen Abständen den Stand der Strategieumsetzung. Der Aufsichtsrat wird zu seinen Sitzungen vom Vorsitzenden einberufen. Abgesehen von den gesetzlich vorgesehenen Fällen beruft der Vorsitzende des Aufsichtsrates den Aufsichtsrat auch ein, wenn ein Mitglied des Vorstandes oder des Aufsichtsrates dies verlangt.

8.4 AUSSCHÜSSE DES AUFSICHTSRATES

Der Aufsichtsrat kann aus seiner Mitte einen oder mehrere Ausschüsse bestellen und deren Aufgaben und Rechte festsetzen. Die Geschäftsordnung sieht einen Präsidialausschuss, einen Ausschuss für Vorstandsangelegenheiten und einen Prüfungsausschuss vor.

Präsidialausschuss

Der Präsidialausschuss, der aus dem Vorsitzenden des Aufsichtsrates, seinen Stellvertretern und einem gem. § 110 ArbVG entsandten Aufsichtsratsmitglied besteht, fungiert als Arbeitsausschuss. Der Ausschuss koordiniert die Arbeit des Aufsichtsrates und die Zusammenarbeit des Aufsichtsrates mit dem Vorstand. Der Präsidialausschuss hält mit dem Vorstand, insbesondere mit dem Vorsitzenden des Vorstandes, regelmäßig Kontakt und steht ohne Einschränkung der Befugnisse des Gesamtaufichtsrates diesem beratend zur Seite. Die Zahl seiner Sitzungen bestimmt sich nach Bedarf. Die Beschlüsse werden einstimmig durch alle teilnehmenden Mitglieder gefasst. Wird die Einstimmigkeit nicht erzielt, wird eine Beschlussfassung im Gesamtaufichtsrat herbeigeführt.

Mitglieder des Präsidialausschusses:

Name	Funktion
MMag. Dr. Eduard Wallnöfer	Vorsitzender
Mag. Manfred Pletzer	1. stellvertretender Vorsitzender
Mag. ^a Michaela Hysek-Unterweger	2. stellvertretende Vorsitzende
Franz Eckhart	Betriebsrat

Der Präsidialausschuss entscheidet im Sinne einer effizienten und schnellen Entscheidungsfindung an Stelle des Gesamtaufsichtsrates in denjenigen Angelegenheiten, die ihm laut Geschäftsordnung zur Entscheidung zugewiesen sind. Es werden Anträge an den Präsidialausschuss in Sitzungen oder in dringenden Fällen im Umlaufwege genehmigt. Im Berichtsjahr fanden 16 Sitzungen des Präsidialausschusses statt. Für all jene Aufsichtsratsmitglieder, die dem Präsidialausschuss nicht angehören, werden die Sitzungsprotokolle samt ausführlichen Unterlagen zu den Anträgen des Vorstandes zur Kenntnis gebracht, damit diese die Plausibilität der Entscheidung nachvollziehen können.

Ausschuss für Vorstandsangelegenheiten

Der Ausschuss für Vorstandsangelegenheiten, der jedenfalls aus dem Vorsitzenden des Aufsichtsrates und

seinen Stellvertretern besteht, bereitet die Personalentscheidungen des Aufsichtsrates vor. Er unterbreitet dem Gesamtaufsichtsrat Vorschläge zur Besetzung freiwerdender Mandate im Vorstand und befasst sich generell mit Fragen der Vorstandsbesetzung, legt Grundsätze für eine angemessene Vergütung von Vorstandsmitgliedern fest und schließt Zielvereinbarungen mit Vorstandsmitgliedern für ein Geschäftsjahr im Voraus ab. Des Weiteren schließt der Ausschuss für Vorstandsangelegenheiten Rechtsgeschäfte zwischen der Gesellschaft und einzelnen Mitgliedern des Vorstandes ab, wobei durch Anlegen eines besonderen Sorgfaltsmaßstabes Interessenskonflikte zu vermeiden sind.

Mitglieder des Ausschusses für Vorstandsangelegenheiten:

Name	Funktion
MMag. Dr. Eduard Wallnöfer	Vorsitzender
Mag. Manfred Pletzer	1. stellvertretender Vorsitzender
Mag. ^a Michaela Hysek-Unterweger	2. stellvertretende Vorsitzende
Franz Eckhart	Betriebsrat

Die Anzahl der Sitzungen des Ausschusses für Vorstandsangelegenheiten bestimmt sich nach Bedarf. Im Geschäftsjahr 2025 hat eine Sitzung stattgefunden.

Prüfungsausschuss

Dem Prüfungsausschuss obliegt die Überwachung des Rechnungslegungsprozesses, des Internen Kontrollsystems, des internen Revisionssystems und des Risikomanagementsystems der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG. Des Weiteren stellt er die Qualität der Abschlussprüfung bzw. Konzernabschlussprüfung sicher, prüft und überwacht die Unabhängigkeit des Abschlussprüfers (Konzernabschlussprüfers), insbesondere anhand der für das zu prüfende Unternehmen erbrachten zusätzlichen Leistungen sowie der gesetzlichen Ausschluss- und Befangenheitsgründe. Der Prüfungsausschuss erstattet dem Aufsichtsrat einen Bericht über das Ergebnis der Abschlussprüfung und legt dar, wie die Abschlussprüfung

zur Zuverlässigkeit der Finanzberichterstattung beigetragen und welche Rolle der Prüfungsausschuss dabei eingenommen hat. Im Rahmen der Prüfung der Rechnungslegungsunterlagen überprüft er auch die Gesetzmäßigkeit und inhaltliche Richtigkeit des Jahresabschlusses, des Konzernabschlusses, des Gewinnverteilungsvorschlags, des Lageberichts und des Corporate Governance Berichts. Des Weiteren bereitet er die Verhandlungen und Beschlüsse des Aufsichtsrates zur Prüfung und gegebenenfalls zur Feststellung des Jahresabschlusses und zur Berichterstattung an die Hauptversammlung, zum Beschlussvorschlag des Vorstandes zur Gewinnverwendung und zur Wahl des Aufsichtsrates für die Auswahl des Abschlussprüfers (Konzernabschlussprüfers) vor. In der Sitzung des Prüfungsausschusses des Aufsichtsrates am 27.11.2025 hat dieser vorgeschlagen, dem Aufsichtsrat eine Ausschreibung der Wirtschaftsprüfung für den Jahresabschluss 2026 zur Beschlussfassung vorzulegen.

Der Prüfungsausschuss setzt sich gemäß der Geschäftsordnung für den Aufsichtsrat aus drei oder vier von der Hauptversammlung gewählten Aufsichtsratsmitgliedern und zumindest einem vom Betriebsrat entsandten Arbeitnehmervertreter zusammen. Mitglieder des Prüfungsausschusses sind jedenfalls der Vorsitzende des Aufsichtsrates und seine Stellvertreter. 2025 setzte sich der Prüfungsausschuss wie folgt zusammen:

Mitglieder des Prüfungsausschusses:

Name	Funktion
MMag. Dr. Eduard Wallnöfer	Vorsitzender
Mag. Manfred Pletzer	1. stellvertretender Vorsitzender
Mag. ^a Michaela Hysek-Unterweger	2. stellvertretende Vorsitzende
Franz Eckhart	Betriebsrat
Daniel Haider	Betriebsrat

Im Berichtsjahr fanden zwei Sitzungen des Prüfungsausschusses statt, die protokolliert worden sind. Tätigkeitsschwerpunkte waren die Prüfung des Jahresabschlusses, Prüfung des Konzernabschlusses und die Vorbereitung seiner Feststellung, die Prüfung des Vorschlags für die Gewinnverteilung, des (Konzern)Lageberichts und Corporate-Governance-Berichts sowie die Erstattung des Berichts über die Prüfungsergebnisse an den Aufsichtsrat, die Wahl des Abschlussprüfers (Konzernabschlussprüfers) 2025, die Überwachung der Abschlussprüfung (Konzernabschlussprüfung), die Festlegung der Prüfungsschwerpunkte 2025, die Überwachung des Rechnungslegungsprozesses, des Risikomanagements und die Kenntnisnahme des Prüfungsprogramms und der Prüfungsberichte der Internen Revision sowie die Vorbereitung der Ausschreibung des Abschlussprüfers für das Geschäftsjahr 2026.

8.5 VERGÜTUNGEN DER AUFSICHTSRATSMITGLIEDER

Die Kapitalvertreter des Aufsichtsrats erhalten satzungsgemäß neben dem Ersatz ihrer baren Auslagen und einem Anwesenheitsgeld für jede Sitzung eine jährliche Aufwandsentschädigung. Die Arbeitnehmervertreter im Aufsichtsrat üben ihre Funktion ehrenamtlich aus und haben einen Anspruch auf Ersatz der angemessenen Barauslagen.

Aufgrund der Anforderungen an den Vorsitz folgt die Aufsichtsratsvergütung nach einer funktionsbezogenen Differenzierung der Vergütung zwischen Vorsitz, stellvertretendem Vorsitz und einfacher Mitgliedschaft. Das Sitzungsgeld des Aufsichtsrates beträgt € 400 und die jährliche Aufwandsentschädigung beträgt wertgesi-

chert € 30.000 für den Vorsitzenden des Aufsichtsrates, € 10.000 für jede(n) Vorsitzenden-Stellvertreter(in) und € 5.000 für jedes weitere gewählte Mitglied des Aufsichtsrates. Die im Jahr 2025 gewährten Aufsichtsratsvergütungen betrugen in Summe € 103.800,00.

Die am 13.07.2021 von der Tiroler Landesregierung beschlossene und am 18.06.2024 angepasste Richtlinie betreffend Qualifikation und Vergütung von Aufsichtsratsmitgliedern in Unternehmen mit Beteiligung des Landes Tirol ist hinsichtlich der Regelungen betreffend fachliche Qualifikation und hinsichtlich der Sonderregelungen für Bedienstete des Landes Tirol anwendbar. Die Regeln zur Höhe der Sitzungsgelder und Entschädigungen sind für marktgängige Unternehmen, zu denen die TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG zählt, ausgenommen. Im Geschäftsjahr 2025 war kein Bediensteter des Landes Tirol als Aufsichtsratsmitglied bestellt.

9. COMPLIANCE

Unter Compliance verstehen wir, uns an alle regulatorischen Anforderungen, z. B. anwendbare Gesetze, Vorschriften und interne Richtlinien, zu halten und deren Einhaltung sicherzustellen. Mit unserem Compliance Management System (CMS) orientieren wir uns am Rahmenkonzept des IDW PS 980 und den dort benannten Grundelementen Compliance-Kultur, Compliance-Ziele, Compliance-Risiken, Compliance-Programm, Compliance-Organisation, Compliance-Kommunikation und Compliance-Überwachung/Verbesserung. Unsere Compliancepolitik wird durch Leitlinien und Handlungsvorgaben definiert, die allen Entscheidungen und Maßnahmen in Compliancebelangen in den Unternehmen des TIWAG-Konzerns zugrunde zu legen sind. Im TIWAG-Konzern wird die Compliancepolitik aus der Konzernstrategie sowie den korruptions- und kartellrechtlichen Vorschriften abgeleitet und dient dem Errei-

chen der Unternehmensziele, zur Umsetzung der festgelegten Unternehmensstrategie sowie zur Vermeidung von Verstößen gegen korruptions- und kartellrechtliche Vorschriften. Im Verhaltenskodex der TIWAG-Gruppe sind die grundlegenden ethischen und professionellen Leitlinien für unsere geschäftlichen Aktivitäten festgelegt. Im Geschäftsjahr 2025 ist die „Menschenrechts-Richtlinie der TIWAG-Gruppe“ in Kraft getreten.

9.1 TRANSPARENZ

Unternehmensinformationen sind auf der Homepage www.tiwag.at öffentlich zugänglich. Der Corporate Governance Bericht, der Einzel- und Konzernabschluss der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG samt (Konzern)Lagebericht sind im Downloadbereich der TIWAG-Homepage veröffentlicht. Im Verhaltenskodex der TIWAG-Gruppe, der für die leitenden und überwachenden Organe sowie sonstigen Führungskräfte und alle Mitarbeitenden der TIWAG-Gruppe verpflichtend anzuwenden ist, ist unter anderem geregelt, dass an politische Parteien oder einzelne Politiker weder direkt noch indirekt Spenden geleistet werden dürfen.

Die Entlohnung und die Arbeitsbedingungen für alle unsere ArbeitnehmerInnen sind kollektivvertraglich geregelt.

9.2 BEFANGENHEIT UND INTERESSENKONFLIKTE

Die organschaftliche Treuepflicht verfolgt das Ziel, allfällige Interessenskonflikte des Vorstandes, der leitenden Angestellten und der Mitglieder des Aufsichtsrates hintanzuhalten. Dieser Grundsatz wird durch eine Reihe von Einzelregelungen, wie Wettbewerbsverbot, Kontrollmechanismen für bestimmte Geschäfte und die Verlagerung organschaftlicher Zuständigkeiten konkretisiert.

Alle Vorstandsmitglieder haben der Gesellschaft gegenüber sämtliche Interessenskonflikte uneingeschränkt offenzulegen. Auch Mitglieder des Aufsichtsrates sind dem Unternehmenszweck verpflichtet und dürfen bei ihren Entscheidungen keine eigenen Interessen oder die ihnen nahestehender Personen oder nahestehender Unternehmen verfolgen, die im Widerspruch zu den Interessen der Gesellschaft stehen oder Geschäftschancen, die der Gesellschaft zustehen, an sich ziehen. Geraten Aufsichtsratsmitglieder in Interessenskonflikte, haben sie diese jedenfalls unverzüglich dem Vorsitzenden des Aufsichtsrates offenzulegen. Gerät der Vorsitzende in Interessenskonflikte, hat er diese unverzüglich seinen Stellvertretern offenzulegen. Bei schwerwiegenden oder andauernden Fällen eines Interessenskonfliktes hat die Offenlegung gegenüber dem Gesamtaufichtsrat zu erfolgen. Das vom Interessenskonflikt betroffene Mitglied des Aufsichtsrates hat sich der Teilnahme an der Sitzung zu dem diesbezüglichen Tagesordnungspunkt und damit sowohl der Diskussion im Rahmen dieses Tagesordnungspunktes als auch der Stimmabgabe zu enthalten. Ist der Aufsichtsrat mit Geschäften der Gesellschaft betreffend Unternehmen befasst, an denen ein Mitglied des Aufsichtsrates ein erhebliches wirtschaftliches Interesse hat („indirekte Aufträge“), so hat dieses Aufsichtsratsmitglied dies dem Gesamtaufichtsrat offenzulegen, damit dieser prüfen kann, ob ein solches Geschäft einem Drittvergleich standhält. Des Weiteren darf die Gesellschaft mit Mitgliedern des Aufsichtsrates keine Dienstleistungs- oder Werkverträge abschließen und diesen gegenüber Leistungen in einer Weise vergünstigt erbringen, die nicht auch für andere Kunden offen stehen. Die Entscheidung über die Zustimmung zum Abschluss von Organgeschäften trifft der Gesamtaufichtsrat.

10. INTERNE REVISION

Die Konzernrevision untersteht als Stabsstelle direkt dem Vorstand des TIWAG-Konzerns und ist nur diesem gegenüber verantwortlich. Dies gilt auch für Prüfungshandlungen in verbundenen Unternehmen. In der TINETZ-Tiroler Netze GmbH arbeitet die Konzernrevision im Auftrag der Geschäftsführung. Die Konzern-

revision nimmt als integrierender Bestandteil der Überwachungsfunktion des Vorstandes bzw. der Geschäftsführung der TINETZ Revisions- und Kontrollaufgaben wahr. Dabei nimmt sie u. a. die Prüfung und Bewertung der Angemessenheit und Wirksamkeit der dokumentierten internen Kontrollsysteme, des Risikomanagementsystems sowie des Compliance-Management-Systems vor. Zusätzlich kann die Konzernrevision in beratender Funktion tätig werden und ist mit der Überwachung der Einhaltung der gesetzlichen Normen und unternehmensinternen Regelungen betraut. Die Konzernrevision legt ihrer Arbeit die international für Interne Revisionen geltenden „Standards for the Professional Practice of Internal Auditing des Instituts for Internal Auditors (IIA)“ zugrunde.

11. RECHNUNGSWESEN UND ABSCHLUSSPRÜFUNG

Der Jahresabschluss samt Lagebericht und der Konzernabschluss samt Konzernlagebericht der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG, die ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft vermitteln, wurden vom Vorstand nach den für das am 31.12.2025 endende Geschäftsjahr geltenden Rechnungslegungsvorschriften aufgestellt.

Das Land Tirol, als Alleinaktionär der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG, wählte auf Basis des Wahlvorschlages des Aufsichtsrates in der Hauptversammlung vom 19.05.2025 die Deloitte Audit Wirtschaftsprüfungs GmbH als (Konzern)Abschlussprüfer für das Geschäftsjahr 2025. Die Vorbereitung des Wahlvorschlages des Aufsichtsrates wurde vom Prüfungsausschuss vorbereitet. In Vorbereitung zur Abgabe der Empfehlung hat der Prüfungsausschuss überprüft, ob der Abschlussprüfer unabhängig ist und damit keinen Ausschließungs- oder Befangenheitstatbestand erfüllt. Zu diesem Zweck hat der Prüfungsausschuss eine nach Leistungskategorien gegliederte Aufstellung über das für das vorangegangene Geschäftsjahr von der Gesellschaft erhaltene Entgelt und einen Bericht über die Einbeziehung in das durch das Abschlussprüfer-Aufsichtsgesetz (BGBl I Nr. 43/2016 idgF) eingerichtete System der externen Qualitätssicherung

und die aufrechte Registrierung angefordert. Die entsprechenden Informationen sind dem Prüfungsausschuss vom (Konzern)Abschlussprüfer schriftlich erteilt worden. Alle zusätzlichen, nicht mit der Prüfung des Jahresabschlusses unmittelbar im Zusammenhang stehenden Beratungs- oder sonstige Dienstleistungsverträge wurden mit Zustimmung des Aufsichtsrates abgeschlossen.

Nach der Wahl des Abschlussprüfers hat der Aufsichtsrat unverzüglich mit dem gewählten Prüfer den Prüfungsvertrag abgeschlossen.

Die von der Hauptversammlung zum sechsten aufeinanderfolgenden Mal als Prüfer der Abschlüsse gewählte Deloitte Audit Wirtschaftsprüfungs GmbH hat den Einzel- und Konzernabschluss einschließlich des (Konzern) Lageberichts für das Geschäftsjahr 2025 unter Einbeziehung der Buchführung geprüft und jeweils mit dem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehen.

12. CORPORATE GOVERNANCE BERICHT

Vorstand und Aufsichtsrat berichten jährlich über die Corporate Governance des Unternehmens. Dieser Corporate Governance Bericht samt Entsprechungserklärung wird gemeinsam mit dem Jahresabschluss, dem Konzernabschluss, dem Lagebericht und dem Konzernlagebericht sowie den Berichten des Aufsichtsrates und des Abschlussprüfers der Hauptversammlung vorgelegt.

Die Einhaltung der Regelungen des Kodex wurden zuletzt 2024 extern evaluiert. Konkret wurde der Corporate Governance Bericht 2024 im Zuge der Wirtschaftsprüfung durch die Deloitte Audit Wirtschaftsprüfungs GmbH geprüft. Die Überprüfung führte zu keinen Beanstandungen.

Innsbruck, am 13. April 2026

Der Vorstand

Dr.-Ing.
Michael Kraxner

Dipl.-Ing.
Alexander Speckle

Die Prüfungsberichte des Abschlussprüfers wurden jedem Aufsichtsratsmitglied rechtzeitig übermittelt. Der Abschlussprüfer nahm an der Jahresabschlussprüfungssitzung des Prüfungsausschusses am 23.04.2026 teil und berichtete über den Ablauf und die Ergebnisse seiner Prüfung.

Der Prüfungsausschuss hat den Einzel- und Konzernabschluss samt (Konzern)Lagebericht in seiner Sitzung am 23.04.2026 unter Berücksichtigung der Prüfungsberichte geprüft und mit dem Abschlussprüfer erörtert. Über die Ergebnisse dieser Vorprüfung hat der Vorsitzende des Prüfungsausschusses Bericht erstattet.

Der Abschlussprüfer nahm an der Jahresabschlussprüfung des Aufsichtsrates am 13.05.2026 teil und berichtete über den Ablauf und die Ergebnisse seiner Prüfung. Der Aufsichtsrat hat auf Basis der Empfehlungen des Prüfungsausschusses den Jahresabschluss 2025 gebilligt und sich dem Vorschlag des Vorstandes an die Hauptversammlung zur Ausschüttung einer Dividende in Höhe von € 150 Mio angeschlossen. Der Aufsichtsrat hat sich mit dem Lagebericht, dem Corporate Governance Bericht, dem Konzernabschluss und dem Konzernlagebericht einverstanden erklärt und den Bericht über die Ergebnisse der Prüfung des Jahresabschlusses, des Konzernabschlusses und des (Konzern) Lageberichts zustimmend zu Kenntnis genommen.

Innsbruck, am 13. Mai 2026

Der Vorsitzende des Aufsichtsrates

MMag. Dr. Eduard Wallnöfer



LAGEBERICHT UND KONZERN-LAGEBERICHT



Das Geschäftsjahr 2025

I. GRUNDLAGEN DES KONZERNS

1. KONZERNSTRUKTUR

Rechtliche Struktur

Die TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG mit Sitz in Innsbruck ist eine Aktiengesellschaft nach österreichischem Recht, die im Firmenbuch des Landesgerichtes Innsbruck unter FN 44133b eingetragen ist. Das Grundkapital der Gesellschaft beträgt € 300 Mio und ist in 300.000 auf Inhaber lautende Stückaktien im Nennbetrag von je € 1.000, die ausschließlich das Land Tirol hält, aufgeteilt. Die TIWAG ist Muttergesellschaft des TIWAG-Konzerns.

Organisationsstruktur

Im Geschäftsjahr 2025 bestand der Vorstand der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG, der die Geschäfte des Konzerns in gemeinschaftlicher Verantwortung führt, aus folgenden Mitgliedern:

Der Vorstandsvorsitzende, Mag. Dr. Erich Entstrasser leitete das kaufmännische Vorstandsressort, das die verschiedenen Zentralfunktionen sowie die Beteiligungsverwaltung umfasst, bis zum 31.03.2025. Mit der einvernehmlichen Beendigung seines Vorstandsmandats zum 31.03.2025 war zugleich der Rücktritt als Vorstandsvorsitzender verbunden.

Mit Beschluss des Aufsichtsrates wurde Dipl.-Ing. Dr.-Ing. Michael Kraxner mit Wirkung zum 01.04.2025 für die Dauer von fünf Jahren zum Vorstandsmitglied bestellt. Mit seiner Bestellung übernahm er das kaufmännische Vorstandsressort.

Sämtliche bautechnischen Agenden, wie Wasserkraft- und Anlagenplanung, Bauausführung sowie Zentraler Einkauf, werden im Ressort Bautechnik von Vorstandsdirektor Dipl.-Ing. Alexander Speckle verantwortet.

Vorstandsdirektor Dipl.-Ing. Thomas Gasser, MBA, war bis zu seiner Abberufung im Ressort Energiewirtschaft und Kraftwerksführung für die Bereiche Erzeugung, Energiehandel und -wirtschaft sowie Energievertrieb verantwortlich. In der außerordentlichen Sitzung am 19.09.2025 beschloss der Aufsichtsrat einstimmig, Herrn Dipl.-Ing. Thomas Gasser, MBA, aus wichtigem Grund mit sofortiger Wirkung als Mitglied des Vorstandes der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG abzurufen. Seit dieser Abberufung wird das Unternehmen von den beiden verbliebenen Vorstandsmitgliedern geleitet.

Mit Beschluss vom 23.10.2025 änderte der Aufsichtsrat die Geschäftsordnung für den Vorstand. Auf der Grundlage dieser Entscheidung wurden Energiehandel, Energiewirtschaft und Energievertrieb dem kaufmännischen Ressort unter Vorstandsdirektor Dipl.-Ing. Dr.-Ing. Michael Kraxner zugeordnet, während die Energieerzeugung, die Liegenschaftsverwaltung, die Unternehmensentwicklung und die Energiestrategie und Energieeffizienz dem bautechnischen Ressort unter Vorstandsdirektor Dipl.-Ing. Alexander Speckle übertragen wurden.

Die zweite Top-Managementebene, bestehend aus den Geschäftsführern der wesentlichen Konzerngesellschaften sowie den Bereichs- und ausgewählten Abteilungsleitern, trägt die Ergebnisverantwortung für ihre jeweiligen Geschäftsbereiche und arbeitet eng mit dem Vorstand zusammen. Darüber hinaus werden die Vorstandsmitglieder von den Fachabteilungen unterstützt.

Wir steuern den TIWAG-Konzern entlang unserer Wertschöpfungskette in vier Segmenten, über die wir auch separat berichten. Der Konzern ist in operative Geschäftsfelder – Strom (unreguliert), Strom (reguliert) sowie Wärme und Gas (unreguliert), Gas (reguliert) – gegliedert; darüber hinaus werden die übrigen Aktivitäten unter Beteiligungen und Sonstiges ausgewiesen.

Die Segmentdefinition des TIWAG-Konzerns richtet sich nach der internen Berichtsstruktur, die als Grundlage für Managemententscheidungen dient. Maßgebliche Aspekte der Segmentbildung sind die Produkte Strom, Wärme und Gas sowie der Regulierungsrahmen mit dem regulierten Netzgeschäft und dem unregulierten Energiegeschäft. Unser Geschäftsportfolio ist in vier Segmente aufgestellt, in denen wir folgende Aktivitäten bündeln:

Berichts-segmente	Strom unreguliert	Strom reguliert	Wärme, Gas und Neue Erneuerbare unreguliert und reguliert	Beteiligungen und Sonstiges
Legale Einheiten	TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	TINETZ-Tiroler Netze GmbH	TIGAS-Wärme Tirol GmbH TIWAG-Next Energy Solutions GmbH	
Berichtspflichtige Einheiten	- Kraftwerksbau - Erzeugung - Energiewirtschaft u. -handel - Energievertrieb	Verteilernetz Strom	- Fernwärme - Erdgas Netz - Erdgas Handel - Erneuerbare Gase - Photovoltaik - Lade- u. Betankungsinfrastruktur	- Beteiligungen - Service- u. Querschnittsbereiche

Das Segment „*Strom unreguliert*“ umfasst die Geschäftsfelder Kraftwerksbau, Erzeugung, Energiewirtschaft- und -handel sowie den Energievertrieb. Im Geschäftsfeld Kraftwerksbau planen wir unsere Kraftwerksanlagen und übernehmen die Projektabwicklung bis zur Inbetriebnahme. Wir bauen nicht nur neue Kraftwerksanlagen, sondern halten die bestehenden Anlagen mithilfe unserer technischen Abteilungen stets einsatzfähig und auf dem neuesten Stand. Im Berichtsjahr haben wir in unsere bestehenden Erzeugungsanlagen € 408,0 Mio (Vorjahr: € 267,8 Mio) investiert.

Im Geschäftsfeld Erzeugung produzieren wir effizient, umweltverträglich und kostengünstig Strom. Mit unserem Kraftwerkspark verfügen wir über ein umfangreiches Erzeugungsportfolio, das wir kontinuierlich ausbauen und optimieren. Im Geschäftsfeld Energiehandel und Energiewirtschaft steuern und optimieren wir die Energieaufbringung und die Energieabgabe, bewirtschaften das Erzeugungsportfolio und sichern langfristig die Erzeugungs- und Vertriebspositionen ab.

Infolge des im Vergleich zu den Vorjahren unterdurchschnittlichen Wasserjahres verringerte sich die Eigenenerzeugung im Geschäftsjahr 2025 gegenüber dem Vergleichszeitraum des Vorjahres um 1.297,2 GWh bzw. 30,3 % auf 2.988,4 GWh (Vorjahr: 4.286 GWh). Die gesamte Stromaufbringung belief sich im Berichtsjahr auf 11.126,6 GWh (Vorjahr: 12.400,2 GWh).

Der Energieverkauf an unsere Kundinnen und Kunden erfolgt über den spartenübergreifenden Energievertrieb.

Unsere Aktivitäten im Segment „*Strom reguliert*“, für das unsere Tochtergesellschaft TINETZ-Tiroler Netze GmbH verantwortlich ist, dienen der Versorgungssicherheit und Systemstabilität. Die Funktionsbereiche Technisches Kundenmanagement, Systemführung Netze, Sekundärtechnik, Anlagenführung Netze, Projektierung/Konstruktion und Montage/Service sind anhand gleichartiger Netzaufgaben organisiert, um Arbeitsteilung und fachliche Spezialisierung zu optimieren. Die Koordination dieser Funktionsbereiche im Hinblick auf die übergeord-

neten Unternehmensziele obliegt der Geschäftsführung. Zur Vorbereitung und Kontrolle der Entscheidungen wird sie von den spezialisierten Stabstellen Administration/ Koordination sowie dem Sicherheitstechnischen Zentrum und Umweltmanagement unterstützt. Unser modernes und verlässliches Stromnetz, in das wir im Berichtsjahr € 116,8 Mio (Vorjahr: € 133,5 Mio) investiert haben, verfügt über eine Gesamtsystemlänge von 12.483 km (Vorjahr: 12.385 km).

Unser Segment „*Wärme, Gas und Neue Erneuerbare unreguliert und reguliert*“ umfasst als Kerngeschäft die Fernwärme sowie die Geschäftsbereiche Gas (Wettbewerb) und Gas (Netz), in denen die Tochtergesellschaften TIWAG-Next Energy Solutions GmbH und TIGAS-Wärme Tirol GmbH die wesentlichen Investitionen tätigen. Im Berichtsjahr haben unsere Tochtergesellschaften in die Modernisierung unseres Fernwärme- und Gasnetzes sowie in den Ausbau unseres Fernwärmenetzes investiert.

Im Segment „*Beteiligungen und Sonstiges*“ werden unsere Shared-Services-Dienstleistungen ausgewiesen. Das Mutterunternehmen TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG erbringt neben der Konzernsteuerung konzernweite Dienstleistungen wie Finanzierung, Treasury, IT-Leistungen, Energiedatenmanagement, Konzern-Controlling, Konzern-Rechnungswesen, Recht, Steuern, interne Revision, Öffentlichkeitsarbeit, Unternehmensentwicklung und Personalmanagement.

Darüber hinaus umfasst dieses Segment auch das Beteiligungsportfolio, das sich unter anderem aus Beteiligungen an der VERBUND AG, der Energie AG Oberösterreich und der Innsbrucker Kommunalbetriebe AG zusammensetzt.

Standorte

Unsere geografische Präsenz liegt wegen der spezifischen Standortfaktoren der Stromerzeugung aus Wasserkraft überwiegend im Bundesland Tirol. Aufgrund der hydrologischen und topografischen Voraussetzungen befinden sich unsere wesentlichen Kraftwerksstandorte im Kaunertal, in Prutz, Imst, Silz, Kühtai, Achensee, Kirchbichl, Langkampfen, Amlach und Kalserbach.

2. GESCHÄFTSMODELLE

Wir sind ein integriertes Energieversorgungsunternehmen und decken sektorübergreifend die gesamte energiewirtschaftliche Wertschöpfungskette ab. In Tirol sind wir Marktführer in den Sektoren Strom, Gas und Fernwärme. Darüber hinaus sind wir mit unseren Geschäftsaktivitäten schwerpunktmäßig in weiteren Bundesländern Österreichs, in Deutschland und in Südtirol tätig.

Geschäftsmodelle im unregulierten Energiebereich

Wir garantieren eine sichere, nachhaltige und integrierte Versorgung unserer Kundinnen und Kunden mit Strom, Wärme und Gas. Die Präsenz auf allen Stufen der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette und die flexible Stromerzeugung aus Wasserkraft bilden die Grundlage für die Strukturierung unserer Abnehmergruppen. Am Endkundenmarkt segmentieren wir unsere Kundinnen und Kunden einerseits nach Absatzmenge, Verbrauchsstruktur, Lastprofilen und Abrechnungstechnik, andererseits nach der geografischen Zugehörigkeit in Kundinnen und Kunden im Kernmarkt Tirol sowie außerhalb Tirols. Im Standardkundensegment versorgen wir unsere Haushaltskundinnen und -kunden, die einmal jährlich abrechnet werden. Im Monatsverbrauchssegment beliefern wir unsere Industrie- und Gewerbekundinnen und -kunden sowie die Multisite-Kundinnen und -kunden mit zertifiziertem, emissionsfreiem Strom, Wärme und Gas. Im Großkundenbereich werden auf Basis von Kundenstruktur, Einkaufsverhalten und Abnahmeverolumina spezifische Branchensegmente gebildet. Im Weiterverteilensegment stellen wir regionalen Energieversorgungsunternehmen in Tirol Strom zur Verfügung, damit diese ihre jeweiligen Vertragspartnerinnen und Vertragspartner versorgen können.

Neben den Endkundenmärkten sind wir als verlässlicher Handelspartner auf den Großhandelsmärkten für Strom und Gas tätig. Wir handeln auf nationalen und internationalen Energiebörsen sowohl am Spot- als auch am Terminmarkt. Die Handelsaktivitäten, die einem strengen Risikoregelwerk unterliegen, liefern uns entscheidungsrelevante Fundamentaldaten. Unser Erzeugungsportfolio ermöglicht es uns, als Flexibilitätsanbieter aufzutreten und unsere Übertragungsnetzkunden mit allen Arten von Regelernergie zu versorgen.

Unsere Kundinnen und Kunden nutzen Energie in vielfältiger Weise – von der Bereitstellung eines warmen Raums über die Erzeugung hoher und niedriger Temperaturen in Produktionsprozessen, die Ermöglichung von Mobilität und den Antrieb von Elektromotoren bis hin zum Einsatz von Informationstechnologien und zur Beleuchtung. Unsere Wertangebote umfassen sowohl die klassische Versorgung mit Strom, umweltfreundlicher Fernwärme und Gas als auch die Bereitstellung von Zusatzprodukten und innovativen Energiedienstleistungen, die hohen ökologischen Ansprüchen gerecht werden. Von uns erwartet werden eine nachhaltige Erzeugung, wettbewerbsfähige Preise, individuelle Vertragsmodelle sowie transparente Abrechnungsverfahren. Zudem steigt die Nachfrage nach effizienter Energienutzung und nach Lösungen, die die Chancen der Digitalisierung nutzen. Privatkunden bieten wir Energie zu attraktiven Preisen an. Geschäfts- und Gewerbekundinnen und -kunden, die kontinuierlich Rationalisierungspotenziale identifizieren, unterstützen wir aktiv mit sicheren und qualitativ hochwertigen Komplettangeboten. Key Accounts erhalten zusätzlich zum zertifizierten Strom aus Wasserkraft energienahe Dienstleistungen, hohe Flexibilität sowie die Möglichkeit, verschiedene Energieträger zu einem attraktiven Produktbündel zu kombinieren.

Die einzelnen Kundensegmente stellen unterschiedliche Anforderungen, die wir durch eine kundenindividuelle Kombination aus Versorgungssicherheit, wettbewerbsfähigen Preisen, flexiblen Vertragslaufzeiten, hoher Energiequalität und technischer Beratungskompetenz erfüllen. Diese unterschiedlichen Kriterien beeinflussen die Auswahl der jeweils passenden Verkaufs-, Distributions- und Kommunikationskanäle. Je nach Reichweite, Sortimentsbreite und Beratungsintensität differenzieren wir zwischen traditionellen und innovativen Marketingkanälen. Dabei setzen wir auf Key-Account-Management für Großkundinnen und -kunden, eine regionale Betreuung der Privat- und Gewerbekundinnen und -kunden, unsere Servicecenter sowie digitale Kanäle wie das Internet. Zur Vereinfachung von Prozessen und zur Bündelung der Nachfrage bedienen wir Marketingkanäle teilweise in Zusammenarbeit mit externen Partnerinnen und Partnern. Die Eintrittsbarrieren für den Energiehandel

auf den Großhandelsmärkten und den Energiebörsen, die Teilnahme an Auktionen auf den Regulenergiemärkten sowie die Versteigerung von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitätsrechten sind hoch. Die entsprechenden Distributions- und Kommunikationskanäle sind daher stark standardisiert und strukturiert.

Im Geschäftsjahr beliefen sich die Stromerlöse im Konzern auf € 1.480,9 Mio (Vorjahr: € 1.602,9 Mio). Das entspricht einem Anteil von 81,5 % (Vorjahr: 81,0 %) an den gesamten Umsatzerlösen. Im unregulierten Strombereich sind die wesentlichen Treiber der Erlöserzielung die Strommarktpreise und die in unseren Kraftwerken produzierte Strommenge. Geografisch betrachtet werden die Erlöse überwiegend im Heimmarkt erzielt. Die Gaserlöse, die zum Großteil in Österreich erwirtschaftet werden, belaufen sich auf 14,9 % (Vorjahr auf 15,6 %) der Konzern-Umsatzerlöse. Bedeutende Erlöstreiber im unregulierten Gasgeschäft sind die Preisentwicklungen auf den internationalen Gasmärkten und die in Heizgradtagen gemessenen Temperaturverläufe.

Unsere Angebote, die wir unseren Kundinnen und -kunden in den unterschiedlichsten Segmenten bereitstellen, erfordern den Einsatz entsprechender Schlüsselressourcen. Mit unseren Kraftwerksanlagen sind wir in der Lage, nachhaltig Strom aus Wasserkraft zu erzeugen. Von zentraler Bedeutung sind für uns der optimale Einsatz unserer Kraftwerke, die bestmögliche Vermarktung der Eigenerzeugung, eine effiziente Energiebeschaffung und die Absicherung des Vertriebs. Mit unseren Pumpspeicherkraftwerken gleichen wir die Schwankungen in Erzeugung und Verbrauch aus, da sie abhängig von der Netzauslastung – sowohl als Erzeuger als auch als Verbraucher eingesetzt werden können. Die Kraftwerke zeichnen sich durch einen sehr hohen Wirkungsgrad und ein hervorragendes Verhältnis zwischen Energieeinsatz für Bau und Betrieb und der über die Lebensdauer der Anlage erzeugten Energie aus.

Des Weiteren sind die Anlagen schwarzstartfähig, das heißt sie benötigen keine externe Energiezufuhr, um den Betrieb aufnehmen zu können. Damit erzeugen wir qualitativ hochwertige Flexibilitätsprodukte und sind in der Lage, Systemdienstleistungen wie Primär-, Sekundär-

und Tertiärregelung bereitzustellen. Darüber hinaus stellen wir Kraftwerksleistung für Netzdienstleistungen wie die Bereitstellung von Blindleistung und Schwarzstartfähigkeit zur Verfügung.

Für anlagenintensive Unternehmen ist eine solide finanzielle Ausstattung von zentraler Bedeutung. Der TIWAG-Konzern finanziert sein Vermögen durch vorhandenes Eigenkapital und durch fristadäquates Fremdkapital. Im Zuge des Tiroler Kraftwerksausbaus, der Transformation des Wärmemarktes und der fortschreitenden Digitalisierung der Energienetze gewinnen die erforderlichen Kapitalbeschaffungen weiter an Relevanz.

Als technisch ausgerichtetes Unternehmen, das auf nationalen und internationalen Märkten tätig ist, sind zudem die entsprechenden menschlichen Schlüsselressourcen von herausragender Bedeutung. Ohne gut ausgebildetes und motiviertes Personal wäre die Erfüllung unseres Wertangebots gegenüber unseren Kundinnen und Kunden nicht möglich.

Durch das Auftrennen der Wertschöpfungsstufen sind neue, untereinander verbundene Märkte entstanden, die flexibel zu bearbeiten sind. Die koordinierte Steuerung dieser Märkte erfordert eine professionelle Handelstätigkeit, die von unserem Bereich Energiehandel und Energiewirtschaft gewährleistet wird. In diesem Bereich bündeln wir unter anderem die Energiebeschaffung, den Handel mit Energieprodukten und die Vermarktung unseres aus Wasserkraft erzeugten grünen Stroms. Die Herausforderungen des Marktumfeldes bieten einerseits große Chancen, erfordern andererseits leistungsfähige Managementsysteme zur Steuerung von Profitabilität, Risiko und Anreizen. Neben den Handelsprozessen und dem damit verbundenen Portfolio- und Risikomanagement ist eine weitere Schlüsselaktivität die konsequente Ausrichtung auf attraktive Kundensegmente.

Wir beziehen unterschiedliche Ressourcen von Geschäftspartnerinnen und -partnern außerhalb der Organisation und sind in den verschiedenen Geschäftsfeldern aktiv. Dabei gilt es, die Interessen zahlreicher Gruppen, wie Aktionär, Kundinnen und Kunden, Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter, politische Vertreterinnen und Vertreter, Nichtregierungsorganisationen, Anwohnerinnen und An-

wohner, Medien, öffentliche Institutionen sowie Kooperations- und Geschäftspartnerinnen und -partner sowie Lieferantinnen und Lieferanten auszubalancieren. Erst ein starkes Netzwerk aus Zulieferern und strategischen Partnern ermöglicht die Umsetzung unseres Geschäftsmodells. Für den Bau, die Erweiterung und die Instandhaltung unserer Kraftwerke benötigen wir über einen langen Zeitraum hinweg eine große Anzahl von spezialisierten Lieferantinnen und Lieferanten.

Im Rahmen der Umsetzung unseres Geschäftsmodells entstehen erhebliche Vorlauf-Kosten. Als integriertes Energieversorgungsunternehmen errichten wir Kraftwerke, erzeugen Energie und transportieren die produzierte und beschaffte Energie zu unseren Kundinnen und Kunden. Eine sichere Energieversorgung ist nur durch qualifiziertes Personal, den Einsatz leistungsfähiger Erzeugungs- und Verteilernetzanlagen sowie eine risikooptimierte Energiebeschaffung möglich. Auf Grundlage unserer unternehmensspezifischen Aufgaben zählen Energiebeschaffungs- und Personalkosten zu den wichtigsten Kostenpositionen. Darüber hinaus führt die hohe Anlagenintensität zu einem umfangreichen Fixkostenblock.

Geschäftsmodelle im regulierten Energiebereich

Unsere Energienetze sind ein wesentlicher Teil unserer Wertschöpfungskette, die von der Energieerzeugung über den Energiehandel, dem Transport und der Verteilung der Energie bis hin zum Vertrieb verläuft. Gegenwärtige Trends, wie Dekarbonisierung, Dezentralisierung und Digitalisierung verändern sowohl das Verbraucherverhalten als auch die Erzeugungsgegebenheiten und sind damit wesentliche Treiber zur Anpassung unserer Geschäftsmodelle im regulierten Energiebereich.

Bei Elektrizität, Gas und Fernwärme handelt es sich um netzgebundene Produkte, die für den Transport und die Verteilung eine umfangreiche Infrastruktur erfordern.

Strom und Gasnetze sind vertikal in Übertragungs- und Verteilernetze strukturiert und wegen des bestehenden Verteilernetzmonopols öffentlich-rechtlich reguliert: Die E-Control garantiert einen diskriminierungsfreien Netzzugang und überwacht als Sachwalterin der Kundinnen und Kunden die Sicherheit und die Preisangemessenheit der Energieverteilung.

Als Verteilernetzbetreiber erfüllen wir gesamtwirtschaftliche Verpflichtungen im öffentlichen Interesse und stehen für Versorgungssicherheit ein. Wir behandeln alle Kundinnen und Kunden diskriminierungsfrei, wir schließen sie im Wege der allgemeinen Anschlusspflicht an unser Netz an und errichten, betreiben und erhalten für sie die Netzinfrastruktur. Unseren Kundinnen und Kunden, die bidirektional sowohl Energie aus dem Netz beziehen als auch in das Netz einspeisen, bieten wir eine hohe Dienstleistungsqualität auf den unterschiedlichen Spannungs- und Druckebenen an. Erwartet wird von uns eine versorgungssichere und netzstabile, ökonomische und ökologische Durchleitung von Energie im Netzgebiet. Gegenüber unseren Einspeisern gewährleisten wir die Abnahme und gegenüber unseren Endkundinnen und -kunden die sichere und störungsfreie Durchleitung der Energie zur richtigen Zeit am richtigen Ort.

Die Digitalisierung der Netzinfrastruktur schafft neue, innovative Energielösungen mit Zusatznutzen. Unsere digitalen Dienstleistungen umfassen diverse Online-Angebote im Haushaltskundenbereich, ein breites Spektrum von Ladelösungen zu einheitlichen und transparenten Tarifen im Elektromobilitätsbereich, intelligente Messsysteme, welche eine viertelstündliche Erfassung der Erzeugungs- und Verbrauchsdaten ermöglichen, die anspruchsvolle Integration von Prosumern und Energiegemeinschaften mit ihren Photovoltaikanlagen in unserem Verteilernetz und die bidirektionale Einbindung weiterer dezentraler Einheiten in unser energiewirtschaftliches Leitsystem.

Die Herstellung des erstmaligen Netzzutritts, der Abschluss der Netzzugangsverträge, die Zählerableseprozesse und die nötigen Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten bewirken langfristige Kundenbeziehungen und Kontakte vor Ort. Zu unseren Schlüsselaktivitäten zählen die Netzplanung, der Bau und die Finanzierung der Netzanlagen, das Regulierungsmanagement und die Beziehungen zu unseren Kundinnen und Kunden sowie Geschäftspartnerinnen und Geschäftspartnern.

Für die erfolgreiche Umsetzung unseres Geschäftsmodells sind unsere Netzanlagen die essenziellen Vermögenswerte. Die Gesamtsystemlänge unseres Strom-

verteilernetzes beträgt 12.483 km (Vorjahr: 12.385 km) und unser Gasnetz ist 3.978 km (Vorjahr: 3.974 km) lang. Zusätzlich zu diesen kapitalintensiven Sachanlagen sind unser Personal, IT-Leistungen, das Datenmanagement und die Zusammenarbeit mit den vor- und nachgelagerten Netzbetreibern von zentraler Bedeutung. Für die Netzbetriebsplanung, den Netzausbau und das Engpassmanagement neuer Verteilernetze sind Partnerschaften zu Lieferantinnen und Lieferanten wesentlich.

Einnahmen generieren wir aus den Systemnutzungsentgelten unserer Kundinnen und Kunden. Diese Entgelte werden in einem zweistufigen Verfahren behördlich festgelegt. Zuerst stellt die Regulierungsbehörde die ermittelten Kosten, die Zielvorgaben und das Mengengerüst bescheidmäßig fest und daran anschließend werden aus der ermittelten Kostenbasis die Systemnutzungstarife mittels Verordnung der E-Control bestimmt.

Die Höhe der Einnahmen wird auch durch Ausgleichszahlungen auf Grund von unterschiedlichen Kostenstrukturen der einzelnen Netzbetreiber, durch Kostenwälzungen zum Ausgleich der Kosten der unterschiedlichen Netzebenen und durch Veränderungen auf dem Regulierungskonto, das Differenzen zwischen Ist- und Planerlösen erfasst, beeinflusst.

Leistungsfähige, digitale Netze bedingen eine hohe Kapitalintensität und verursachen einen umfangreichen Fixkostenblock. Planungs-, Bau- und Betriebskosten umfassen neben den entsprechenden Abschreibungen auch Material- und Personalkosten sowie Fremdleistungen. Auf der Grundlage der gesetzlich vorgegebenen Aufgaben sind die wichtigsten Kostenpositionen im regulierten Netzbereich die geprüften und bescheidmäßig anerkannten operativen Kosten (OPEX) und die Kapitalkosten (CAPEX). Mit der sogenannten Anreizregulierung wurde ein behördliches Instrumentarium geschaffen, mit dem Effizienzsteigerungen und Kostensenkungen der Netzbetreiber angeregt werden sollen, damit Netzkundinnen und Netzkunden von sinkenden Netztarifen profitieren können. Konkret können damit jene Netzbetreiber, die die Effizienzvorgaben übererfüllen, für eine bestimmte Periode höhere Renditen erwirtschaften.

Geschäftsmodelle neue erneuerbare Energien

Obwohl die Stromerzeugung aus unseren Wasserkraftanlagen für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in Tirol unverzichtbar ist, gewinnen neue erneuerbare Energien in Verbindung mit modernen Energiespeicherlösungen zunehmend an Bedeutung. Sowohl die energiepolitischen Rahmenbedingungen als auch die klimastrategischen Zielsetzungen des Landes Tirol in Kombination mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz weisen deutlich in Richtung einer erneuerbaren und dezentralen Energieerzeugung. Diese energie- und klimapolitischen Entwicklungen tragen wesentlich dazu bei, dass sich die traditionelle Wertschöpfungskette der Energiewirtschaft zunehmend weiterentwickelt. Als Folge davon entstehen neue Teilmärkte mit eigenständigen Wachstumspotenzialen. Die neuen Energielösungen – wie Wärme, erneuerbare Gase, Photovoltaik, Lade- und Betankungsinfrastruktur sowie innovative Energiesysteme – unterscheiden sich hinsichtlich Werttreibern, Wettbewerbsstrukturen, Prozessen, Risiken, Kapitalkosten, erforderlichen Fähigkeiten und Erfolgsfaktoren deutlich von den bisherigen Geschäftsmodellen der integrierten Energieversorgung.

In unserem Fernwärme-Geschäftsmodell garantieren wir unseren Kundinnen und Kunden eine zuverlässige Versorgung mit klimafreundlicher und leistbarer Wärme. Um dieses Versprechen einzulösen, errichten und betreiben wir Anlagen zur Erzeugung und Verteilung von Wärme. Wichtige Schlüsselpartner sind auf der Beschaffungsseite Anbieter von Biomasse und Abwärme, auf der Absatzseite Haushalte, Unternehmen und öffentliche Institutionen sowie Gemeinden und Grundeigentümer. Mit der Errichtung unserer Fernwärmeanlagen entstehen langfristige Kundenbeziehungen über den Wärmeanschluss. Unsere Wärme wird über ein Fernwärmenetz transportiert, das – anders als Strom und Gas – nicht öffentlich-rechtlich reguliert ist. Aufgrund unterschiedlicher Kostenstrukturen je nach Lage und Nutzbarkeit der Anlagen variieren auch die Erlösmodelle, die eine Refinanzierung ermöglichen.

Die Preisgestaltung ist daher heterogen und hängt stark von der Anzahl der angeschlossenen Kundinnen und Kunden ab. Wesentlich ist zudem das Förderumfeld, das Anreize für den Umstieg auf Fernwärme schafft.

Die Festlegung der zukünftigen Struktur des Fernwärmegeschäfts im Konzern haben wir 2025 deutlich vorangetrieben. Der bislang historisch bedingt auf die zwei Tochterunternehmen TIGAS-Wärme Tirol GmbH und TIWAG-Next Energy Solutions GmbH verteilte Fernwärmegeschäft werden wir 2026 im Wege der Gesamtrechtsnachfolge in einer neu zu gründenden Konzerngesellschaft (TIWAG Wärme GmbH) zusammenführen. Mit diesen neuen, optimierten Strukturen schaffen wir die Grundlage für ein integriertes, zukunftsfähiges Wärmegeschäft mit gebündelter Kompetenz und schlanken Strukturen.

Unser Photovoltaik-Geschäftsmodell verfolgt das Ziel, durch integrierte Lösungen sowie energieeffiziente Produkte und Dienstleistungen die Energiekosten unserer Kundinnen und Kunden zu senken. Um dieses Nutzenversprechen einzulösen, planen, errichten und betreiben wir Photovoltaikanlagen in unterschiedlichen Konstellationen. Neben eigenen Freiflächen- und Volleinspeiseanlagen bieten wir Pachtmodelle, gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen auf Mehrparteienhäusern und unterstützen erneuerbare Energiegemeinschaften.

Unsere Kundinnen und Kunden sind Private, Unternehmen und öffentliche Institutionen. Für die Umsetzung greifen wir auf eigene personelle Ressourcen, Know-How und Kapital zurück. Wichtige Schlüsselpartner sind Netzbetreiber, internationale Anbieter von Solarpaneelen und Wechselrichtern sowie lokale Installationsunternehmen.

Dank innovativer Solartechnologien steigen die Stromerträge kontinuierlich, während die Kosten – insbesondere die Anschaffungskosten – sinken. Wesentliche Erlöstreiber sind das Förderregime, mögliche Abnahmeverpflichtungen zu festen Preisen sowie die aktuelle Diskussion zur Umverteilung von Netzkosten.

Unser Elektromobilitäts-Geschäftsmodell verfolgt das Ziel, eine zukunftsfähige Ladeinfrastruktur in unserem Kernmarkt zu errichten und zu betreiben. Mit diesen Investitionen schaffen wir die Grundlage für nachhaltige Mobilität. Konkret projektieren und installieren wir roamingfähige Ladesysteme für alle Kundensegmente – im öffentlichen, halböffentlichen und privaten Bereich – in Kooperation mit Partnern als Charge Point Operator (CPO). Wir stellen sicher, dass der Betrieb der Ladesysteme

zuverlässig, kundenfreundlich und unter Einsatz von erneuerbarem Strom erfolgt.

Darüber hinaus integrieren wir die Ladesysteme in unsere konzerneigene E-Mobility-App und sorgen für die internationale Anbindung über E-Roaming.

Wasserstoff soll ein zentraler Baustein des zukünftigen Energiesystems sein und wesentlich zur Erreichung der Klimaziele beitragen. Mit unserem Wasserstoff-Geschäftsmodell unterstützen wir diese Ziele, indem wir aktiv am Aufbau einer nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft in Tirol mitwirken. Wir realisieren Projekte mit Fokus auf Sektorkopplung in den Bereichen Mobilität, Industrie und Gewerbe und konzentrieren uns dabei auf die Errichtung, Instandhaltung und den Betrieb von Erzeugungs- und Verteilungsanlagen für Wasserstoff.

Unser Geschäftsmodell ‚Innovative Energiesysteme‘ setzt auf den bedarfsgerechten Einsatz intelligenter Hard- und Software zur Optimierung des Energieeinsatzes in Sektorkopplungsanlagen sowie zur Vernetzung dezentraler Energiesysteme mit unserem energiewirtschaftlichen Leitsystem.

3. KONZERNSTRATEGIE

Die Energiewende ist zentrales Element für heutige und zukünftige Generationen. Der stetige Ausbau erneuerbarer Energiequellen bringt zunehmend wetterabhängige und damit volatile Energie ins System, was die jederzeitige Balance von Erzeugung und Verbrauch erschwert. Tirol liegt im Herzen Europas und ist damit wichtiges Drehkreuz für den flexiblen und länderübergreifenden Energieausgleich zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit. Flexibilität ist entscheidend für die Energiewende und kann in großtechnischer Anwendung insbesondere durch Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke gewährleistet werden – ein besonderer Standortvorteil für Tirol.

Die Grundlage für unsere günstigen Strompreise liegt in der regionalen Wasserkraft. Durch den Austausch von stark nachgefragtem Spitzenstrom aus Tirol gegen über-regionalen, kostengünstigen Grundlaststrom sichern wir eine kontinuierliche Versorgung, die allein durch eigene Kraftwerke nicht möglich wäre. Dieses Modell schafft einen

wirtschaftlichen Kreislauf, von dem alle profitieren. Unser Stromhandel ist damit ein zentraler Hebel für leistbare Energiepreise und Versorgungssicherheit. Die Strategie sorgt für Planbarkeit und Preisstabilität – selbst in einem volatilen Marktumfeld. Sie ermöglicht uns, unabhängig von kurzfristigen Preisschwankungen zu agieren und gleichzeitig langfristig attraktive Tarife sowie Versorgungssicherheit für unsere Kundinnen und Kunden zu gewährleisten.

Gleichzeitig schaffen wir finanzielle Spielräume, um in die Zukunft und den Standort zu investieren – in neue Kraftwerke, Speicherlösungen, Netze und neue innovative Technologien. Die Gewinne aus der Energiewirtschaft bleiben in Tirol und fließen direkt in den kontinuierlichen Ausbau der Infrastruktur – für mehr Versorgungssicherheit, Unabhängigkeit, für die Energiewende und damit für den Klimaschutz. Tirol verfolgt ein klares Ziel: Bis 2050 energieautonom und klimaneutral zu sein. Dafür investieren wir bis 2030 rund 2,4 Mrd Euro in unsere Schlüsselprojekte:

- **Großspeicher:** Das Pumpspeicherkraftwerk Kühltal schafft dringend benötigte Speicherkapazitäten zur Speicherung von überschüssigem Wind- und Sonnenstrom.
- **Wasserkraftausbau:** Modernisierung bestehender Anlagen und Bau neuer Kraftwerke – wie Tauernbach-Gruben oder Imst-Haiming – zur Stärkung der Grundlastversorgung.
- **Neue Technologien:** In unseren Tochtergesellschaften bündeln wir Innovationen wie Wasserstoff, E-Mobilität, Photovoltaik und Fernwärme und treiben deren Entwicklung voran.
- **Netze:** Die Energie-, Mobilitäts- und Wärmewende erfordert umfassende Investitionen – von rund 3.000 neuen Ortsnetzstationen bis zu Großprojekten wie der Unterinntal- und Ötztal-Leitung, dem Ringschluss Pitztal-Kaunertal sowie dem zukunftsweisenden Ausbau des Fernwärmenetzes in Tirol.

Wir investieren nicht nur in die Energieinfrastruktur, sondern sind auch ein bedeutender wirtschaftlicher Partner des Landes Tirol. Wir leisten mittelbar wichtige Beiträge für öffentliche Leistungen, Infrastruktur, Bildung und soziale Maßnahmen und kommen damit allen Tirolerinnen und Tirolern indirekt zugute.

Diese doppelte Wirkung – Investitionen in die Energiezukunft und Beiträge zur öffentlichen Hand macht uns zu einem der wichtigsten Motoren für ein starkes, nachhaltiges und lebenswertes Tirol.

Die Energiewende gelingt nur gemeinsam – jede und jeder kann dazu beitragen:

- Verbrauch anpassen: Mit Smart Meter und dynamischen Tarifen Strom dann nutzen, wenn er günstiger ist.
- Photovoltaik, Speicher und Wärmepumpen: Unsere Förderungen erleichtern den Ein- und Umstieg in eine nachhaltige und energieeffiziente Eigenversorgung.
- Bewusst handeln: Ob E-Mobilität, Gebäudedämmung oder Wärmepumpe – jede eingesparte Kilowattstunde unterstützt die Energiewende.

Wir zeigen, dass leistbare Energie, Klimaschutz und regionale Verantwortung kein Widerspruch sind. Durch die intelligente Nutzung der Tiroler Wasserkraft, eine transparente Marktstrategie und gezielte Zukunftsinvestitionen entsteht ein Modell mit Vorbildcharakter – weit über Tirol hinaus.

Unsere aktuelle „TIWAG-Strategie“, die 2023 evaluiert und adaptiert wurde, umfasst neben dem Unternehmensleitbild auch strategische Entwicklungsfelder. Im Geschäftsjahr 2025 haben wir einen Strategiecheck gestartet. Dieser soll einerseits die Aktualität unserer bestehenden Strategie überprüfen und andererseits die Passgenauigkeit der Unternehmensorganisation und -kultur im Hinblick auf die anstehende Energiewende und deren transformative Anforderungen beleuchten. Dieser Strategiecheck stellt den ersten Schritt im Rahmen eines geplanten ganzheitlichen Strategieentwicklungsprozesses dar und bildet die Grundlage für die Transformation hin zu einem modernen Energieunternehmen für Tirol und seine Bevölkerung. Unsere grundsätzliche Intention ist es, eine neue strategische Entwicklungsphase Richtung 2030+ einzuleiten, die notwendige Veränderung des Unternehmens anzustoßen und erfolgreich umzusetzen. Um diese Zielsetzungen zu erreichen, ist es entscheidend, zu Beginn einen offenen, gesamtheitlichen und transparenten Blick auf alle Aspekte der bestehenden Strategie sowie auf die Prozessabläufe der Organisationsstruktur einschließlich der vorherr-

schen Unternehmenskultur zu werfen. Ziel ist es, eine fundierte Einschätzung der aktuellen Leistungsfähigkeit und Leistungskraft sowie der Potenziale und Grenzen zu erarbeiten. Auf dieser Grundlage können strategische Handlungsfelder identifiziert und zentrale Fragestellungen abgeleitet werden, die anschließend mit den Zielvorgaben des Vorstandes abgeglichen werden. Dieser Soll-Ist Abgleich schafft die Basis, um im Jahr 2026 gegebenenfalls notwendige Schwerpunktthemen in einem gezielten Entwicklungsprozess umzusetzen und in einer konsistenten Gesamtstrategie abzubilden. Unser langfristiges Ziel ist eine zukunftsfähige Ausrichtung und Positionierung des Unternehmens, die attraktive Geschäftsmodelle und Leistungsangebote umfasst sowie eine moderne, innovative, dienstleistungs- und kundenorientierte Organisation sicherstellt, die allen Stakeholder maximalen Nutzen bietet.

Bis zum Jahresende 2025 haben wir im Projekt EnergieImpuls bereits über 145 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter durch eine Onlinebefragung sowie persönliche Gespräche in das Projekt eingebunden. Gegen Ende des Jahres haben wir die letzten Interviews abgeschlossen. In weiterer Folge haben wir die Ergebnisse im Projektteam gemeinsam mit unserem externen Partner strukturiert und konsolidiert. Auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse erarbeiten wir das strategische Gesamtausgangsbild. Ab dem zweiten Quartal 2026 beginnen wir mit der Entwicklung der Strategie und der Ausarbeitung der strategischen Handlungsfelder.

4. STEUERUNGSSYSTEM

Der Vorstand leitet die Gesellschaft eigenverantwortlich im Rahmen des Unternehmensgegenstandes und zum Wohl des Unternehmens, unter Berücksichtigung der Interessen des Aktionärs und der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter sowie des öffentlichen Interesses. Auf Basis der aktuellen Marktlage und Wettbewerbssituation identifizieren wir Wachstumspotenziale und bewerten die damit verbundenen Chancen und Risiken. Über die Realisierung eines Projekts entscheidet der Vorstand. Die notwendige Konkretisierung und Präzisierung der Entscheidungsgrundlagen erfolgen auf der Grundlage eines unternehmensindividuellen Steuerungssystems.

Zur Steuerung unseres Konzerns nutzen wir – ausgehend vom Istzustand gemäß Jahresabschluss – ein Planungs- und Controllingsystem, das einen detaillierten und zeitnahen Einblick in die voraussichtliche und zukünftige Entwicklung unserer Vermögens-, Finanz- und Ertragslage ermöglicht.

Auf Grundlage der Rahmenbedingungen, der Zielvorgaben des Vorstands und der erwarteten Geschäftsentwicklung erstellen wir jährlich unsere Mittelfristplanung, die die Budgetwerte für das kommende Geschäftsjahr

und die Planzahlen für die Folgejahre umfasst. Anschließend legt der Gesamtvorstand die Planung dem Aufsichtsrat zur Genehmigung vor. Unterjährig werden die Prognosen anhand der Zwischenabschlüsse aktualisiert.

Unsere wesentlichen Kennzahlen zur Steuerung des operativen Geschäfts sind neben dem Ergebnis vor Steuern das Ergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT) sowie das Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA) auf Einzel- und Konzernebene.

Finanzkennzahlen	Einzelabschluss		Konzernabschluss	
	2025 T€	2024 T€	2025 T€	2024 T€
EBIT	331.988,9	324.811,2	323.127,3	346.811,9
EBITDA	439.648,0	436.809,8	495.540,7	490.259,7
Ergebnis vor Steuern	434.256,0	372.930,1	416.731,1	450.796,1

Als weitere zentrale Steuerungskennzahlen dienen neben dem Umsatz und den Investitionen in immaterielle Anlagen und Sachanlagen auch unsere Kapitalstruktur, die wir anhand der Eigenkapitalquote (Shareholders' Equity Ratio) und des Verschuldungsfaktors (Consolidated Net Debt zu Consolidated EBITDA) messen. Ebenso beurteilen wir unsere Finanzkraft über den Cash-Flow, die verfügbaren liquiden Mittel sowie der Höhe und Struktur der Fremdfinanzierung. Darüber hinaus sind für unsere wertorientierte Unternehmenssteuerung sowohl die Marktwerte unserer Beteiligungen als auch die Performance unserer Pensionskassenveranlagungen von wesentlicher Bedeutung.

Diese finanziellen Steuerungskennzahlen sind Teil unseres Steuerungssystems, das durch zusätzliche Messgrößen aus weiteren Perspektiven ergänzt wird. Insgesamt umfasst unsere mehrdimensionale Kennzahlenübersicht neben der Finanzperspektive auch die Bereiche Beschäftigte, Prozesse und Markt.

In der Marktperspektive werden die Märkte und Marktsegmente dargestellt, in denen sich die Konzernunternehmen bewegen. Als Leistungsmaßstäbe dienen die Marktpreise auf den verschiedenen Spot- und Terminmärkten, die Zinssätze sowie die Marktanteile im Kernmarkt.

In der Prozessperspektive werden die kritischen internen Prozesse erfasst, die für unser Unternehmen wesentlich sind. Zu den wichtigsten Indikatoren zählen die Anzahl der Kundenkontakte, die Anmeldungen im Kundenportal, die Anzahl der Ladesysteme und Ladevorgänge, die registrierten App-User sowie die Ausschöpfung der Investitions- und Instandhaltungsprojekte im unregulierten und regulierten Bereich.

Die Beschäftigtenperspektive enthält unter anderem die Mitarbeiterzahl, die Überstundenanteile, die Freizeitguthaben sowie die Personalkosten je Beschäftigten.

5. FORSCHUNG UND ENTWICKLUNG

In zahlreichen Forschungs- und Entwicklungsprojekten suchen wir nach Anwendungsmöglichkeiten, um unsere Kraftwerke möglichst umweltverträglich und kosteneffizient zu betreiben und auf die Erfordernisse der Energiewende auszurichten. Wir arbeiten an Lösungen zur Integration dezentraler Technologien und digitaler Systeme in unsere Versorgungssysteme und entwickeln Produkte und Dienstleistungen, mit denen Kundinnen und Kunden Energie noch effizienter nutzen und damit ihre Lebensqualität beziehungsweise Wertschöpfung weiter steigern können. Unsere Innovationstätigkeiten umfassen neben internen Leistungen auch Partnerschaften mit Forschungseinrichtungen und Universitäten sowie Kooperationen mit der öffentlichen Hand. Im Berichtsjahr haben wir erneut an ausgewählten Forschungs- und Entwicklungsprojekten mitgewirkt, diese umgesetzt und teilweise auch selbst initiiert.

Im Berichtsjahr haben wir zusätzlich zu den laufenden Projekten im Hochwassermanagement, Sedimentforschung und -management, Schwall- und Limnologisches Monitoring folgende Schwerpunkte gesetzt:

Seit 1988/89 erzeugen die zwei Turbinen im Kraftwerk Amlach Strom und decken damit einen wesentlichen Teil des Grundbedarfs in Osttirol ab. Für den zugehörigen Tagesspeicher entnehmen die Wehranlagen in Tassenbach Wasser aus der Drau und dem Gailbach. Aufgrund der anfallenden Sedimente musste dieser Speicher bislang regelmäßig ausgebaggert werden, um Einschränkungen im Fassungsvermögen zu vermeiden. Die jährliche Sedimentfracht beträgt rund 10.000 bis 15.000 m³ – das entspricht etwa rund 15 LKW-Ladungen pro Tag. Wir haben ein Verfahren zur verbesserten Sedimentbewirtschaftung erprobt. Nach Abschluss des Projekts werden die Ablagerungen nun mithilfe eines schwimmenden Saugbaggers vom Grund des Speichersees entnommen und die so zurückgewonnenen Sedimente wieder dosiert dem Triebwasser zugeführt. Durch dieses erfolgreiche Projekt reduzieren wir sowohl Erdbewegungs- als auch Deponie-

kosten, und gleichzeitig kann das Kraftwerk während dieser Arbeiten ohne Unterbrechung weiter Strom erzeugen.

An einem unserer Ausleitungskraftwerke arbeiten wir bereits seit mehreren Jahren daran, die Schwall-Sunk Problematik zu verbessern. Im Rahmen des installierten Pre- und Post-Monitoring-Programms schaffen wir kontinuierlich wissenschaftliche Grundlagen für zukünftige Projekte. Durch diese Arbeiten ergeben sich fortlaufend Vorteile für die Bescheiderfüllung der bereits in Betrieb befindlichen Kraftwerksanlage.

Mit einem Geschäftspartner und einer unternehmerischen Hochschule haben wir im Jahr 2025 ein nachhaltiges Pilotprojekt umgesetzt. Seit Jahresbeginn beliefern wir alle österreichischen Standorte unseres Geschäftspartners mit sauberer Energie. Am Standort in Wörgl werden insbesondere die Produkte der Marke Tirol Milch hergestellt. In Zusammenarbeit mit der Hochschule haben wir ein innovatives Pilotprojekt entwickelt, das nun österreichweit ausgerollt wird. Ziel des Projekts ist es, die thermische Speicherkapazität des Kühlturms zu nutzen, um den Stromverbrauch künftig in emissionsarme und kostengünstige Zeiten zu verlagern. Im Testbetrieb zeigte sich, dass die Speicherdauer bei bis zu zehn Stunden pro Tag liegt. Dadurch konnte ein Teil des Stromverbrauchs in Zeiträume verschoben werden, in denen der Strompreis niedriger war. Durch die Kombination von technischem Know-How, energiewirtschaftlicher Expertise und digitaler Unterstützung konnten bislang ungenutzte Potenziale im Industriebetrieb erschlossen werden.

Mit der erfolgreichen Umsetzung des Projekts zur Digitalisierung der Genehmigungsverwaltung haben wir im Berichtsjahr einen wichtigen Meilenstein in unserer digitalen Transformation erreicht. Die neue Lösung ermöglicht eine effiziente, transparente und standortübergreifende Bearbeitung von Genehmigungsprozessen. Herzstück der Anwendung ist ein vollständig digitaler Freigabeprozess. Ein weiterer Vorteil besteht darin, dass je nach Genehmigungsart und Komplexität eine vollständig digitale Abwicklung möglich ist.

II. WIRTSCHAFTSBERICHT

1. RAHMENBEDINGUNGEN

Gesamtwirtschaftliche Rahmenbedingungen

Im Euroraum ist die Wirtschaftsleistung im Berichtsjahr moderat gewachsen. Die europäische Exportwirtschaft leidet darunter, dass der Wettbewerb auf dem Weltmarkt zunimmt, während Erzeugnisse aus dem Euroraum in China immer weniger Absatz finden. Darüber hinaus wurden Europas Exporte zunehmend durch Zollerhöhungen belastet, die Ausfuhren in die USA sind zurückgegangen. Obwohl die Nachfrageflaute aus dem Ausland die Produktion im Euroraum gedämpft hat, betrug der gesamtwirtschaftliche Zuwachs dank des starken Dienstleistungssektors immerhin noch 1,4 % (Vorjahr: 0,8 %). Der Arbeitsmarkt bleibt robust, und die Inflation hat sich im Jahresverlauf 2025 deutlich verringert und liegt bei rund 2 %. Die EZB hat den Leitzins (Einlagensatz) daher in mehreren Schritten auf 2 % gesenkt. In den kommenden beiden Jahren 2026 und 2027 wird sich das Wirtschaftswachstum im Euroraum voraussichtlich nicht beschleunigen. Obwohl die Realeinkommen den privaten Konsum stützen, belasten die Zollpolitik der USA, der verstärkte Wettbewerb mit China und der starke Euro die Wirtschaft. Von der Wirtschaftspolitik werden keine konjunkturstimulierenden Maßnahmen erwartet. Im Bereich der Fiskalpolitik stehen in den meisten Ländern Konsolidierungsbemühungen im Vordergrund. Die EZB dürfte die Zinssätze auf absehbare Zeit nicht weiter senken. Auf Basis dieser Prognosen geht das Österreichische Institut für Wirtschaftsforschung (WIFO) davon aus, dass die Wirtschaftsleistung im Euroraum um 1,2 % (2026) bzw. 1,4 % (2027) wachsen wird.

In Österreich kam die Konjunktur im Geschäftsjahr 2025 lange Zeit nicht in Schwung. Im ersten Halbjahr stagnierte die heimische Wirtschaft und ab der Jahresmitte zeigte sich eine Konjunkturerholung. Über das Gesamtjahr betrachtet ist die österreichische Wirtschaft um 0,5 % gewachsen. Die Wirtschaftsforscher gehen davon aus, dass sich die Konjunkturerholung gegen Ende des Berichtsjahres auch im nächsten Jahr fortsetzen wird. Laut WIFO wird die österreichische Wirtschaft in den Jahren 2026 und 2027 um jeweils über 1 % wachsen. Durch die am 28.02.2026 erneut aufgeflamten kriegesischen Ereignisse im Mittleren Osten hat sich die Unsicherheit

hinsichtlich des Wirtschaftswachstums erhöht. Die Beschäftigung stagnierte im Jahr 2025 weitgehend. Die Arbeitslosenquote (nationale Definition) ist seit Jahresbeginn gestiegen und belief sich auf rund 7,4 % der unselbständigen Erwerbspersonen.

Wegen der zu Jahresbeginn 2025 ausgelaufenen Strompreisbremse, der höheren Netzentgelte, CO₂-Abgaben sowie der anziehenden Nahrungsmittelpreise und Wohnungsmieten sind die Verbraucherpreise im Geschäftsjahr 2025 durchschnittlich um 3,5 % gestiegen. Zu Jahresbeginn 2026 ist der Basiseffekt des Energiepreisanstiegs vom Jänner 2025 entfallen, was den Preisauftrieb um rund 1 % reduziert hat. Das WIFO prognostiziert für 2026 eine Inflation von 2,6 % und für 2027 eine solche von 2,4 %. Der Anstieg der Inflation dämpfte die Entwicklung der Haushaltseinkommen und damit auch den privaten Konsum. Aus den kriegesischen Ereignissen im Mittleren Osten ergibt sich nun ein erhebliches Risiko für einen neuerlichen Inflationsschub.

Die öffentlichen Haushalte stehen unter erheblichem Konsolidierungsdruck. Die Staatsausgabenquote ist 2025 aufgrund des weiterhin kräftigen Ausgabenwachstums der subnationalen Gebietskörperschaften leicht angestiegen und betrug 55,4 % des BIP (Vorjahr: 55,2 %). Mit dem Österreichischen Stabilitätspakt 2025 (ÖStP 2025) kamen die Finanzausgleichspartner überein, dass die hohen Defizite und Staatsschulden sowie die Einhaltung der Fiskalregeln von allen Gebietskörperschaften gemeinsam zu bewältigen sind und dass alle Gebietskörperschaften dafür Anstrengungen leisten müssen. Dies und die zunehmende Wirksamkeit der Sparmaßnahmen auf Bundesebene dürften die Ausgabenquote bis 2027 dämpfen. Auch die öffentliche Einnahmenquote beträgt 50,8 % des BIP, sodass der Finanzierungssaldo im Geschäftsjahr -4,6 % des BIP betrug. Der Schuldenstand belief sich im Berichtsjahr auf 81,8 % der Wirtschaftsleistung.

Österreich hat im Vorjahr ein Budgetdefizit von 4,7 % des BIP erzielt. Da dieses Defizit über der erlaubten 3 %-Grenze, den sogenannten Maastricht-Kriterien der EU liegt, hat die Europäische Kommission Anfang Juni 2025 ein übermäßiges Defizit festgestellt und die Einleitung eines Defizitverfahrens empfohlen. Der Rat folgte dieser Empfehlung und hat das EU-Defizitverfahren gegen Österreich beschlossen.

Energie- und umweltpolitische Rahmenbedingungen

Basierend auf Empfehlungen des Draghi-Berichts „Die Zukunft der europäischen Wettbewerbsfähigkeit“ vom September 2024 will die EU ihre Wettbewerbsfähigkeit stärken und die Widerstandsfähigkeit der europäischen Wirtschaft fördern. Um Wachstum anzukurbeln und die Wettbewerbsfähigkeit zu steigern, muss ein günstiges Geschäftsumfeld geschaffen werden, wobei darauf zu achten ist, dass Unternehmen nicht mit übermäßigen Regelungen belastet werden. Am 26.02.2025 stellte die Europäische Kommission den „Clean Industrial Deal“ vor. Als wesentliche wirtschaftliche Triebkraft wurden in diesem Deal die hohen Energiepreise in Europa genannt. Zur Senkung der Energiekosten für Unternehmen und Bürger veröffentlichte die Europäische Kommission zeitgleich den Plan „Leistbare Energie“. Dieser Aktionsplan für erschwingliche Energie enthält Sofortmaßnahmen, um die Energiekosten (Netzentgelte sowie niedrigere Steuern und Abgaben) zu senken, die Energieunion zu vollenden, Investitionen zu ermöglichen und die EU für potenzielle Energiekrisen zu rüsten.

Die Europäische Kommission hat am selben Tag zur Vereinfachung von EU-Vorschriften eine Reihe von Gesetzespaketen mit dem Titel „Omnibus“ (für alles) vorgelegt, die in einem Schnellverfahren beschlossen werden sollen. Ziel dieser Pakete ist es, den Verwaltungsaufwand und die Bürokratie zu reduzieren sowie die Inanspruchnahme von Investitionsprogrammen zu vereinfachen und zu optimieren. Dabei geht es um einige in der vorangehenden Kommissionsperiode beschlossene Gesetzespakete des Green Deal. Betroffen sind vor allem die Nachhaltigkeitsberichterstattung (CSRD), die EU-Taxonomie und die Richtlinie über die Sorgfaltspflichten von Unternehmen im Hinblick auf Nachhaltigkeit (CSDDD).

Die Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 05.06.2019 (EU-Elektrizitätsbinnenmarktverordnung) sieht vor, dass der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E eine Analyse zur Überprüfung der Stromgebotszonen durchführt. Am 28.04.2025 hat ENTSO-E den entsprechenden Bericht, den sogenannten „Bidding Zone Review (BZR)“

vorgelegt. Artikel 14 (7) der EU-Elektrizitätsbinnenmarktverordnung schreibt vor, dass ein EU-Mitgliedstaat mit ausgewiesenen strukturellen Netzengpässen innerhalb von sechs Monaten nach Erhalt des Berichts entscheiden muss, ob die ausgewiesenen Engpässe durch eine Neukonfiguration der Stromgebotszone oder durch die Festlegung eines „Aktionsplans Gebotszone“ adressiert werden sollte. Der BZR kommt zu dem Schluss, dass sich die gesamteuropäische ökonomische Effizienz steigern ließe, wenn Deutschland eine Neukonfiguration seiner Stromgebotszone im Jahr 2025 vornehmen würde. Die Bundesrepublik Deutschland hat darauf reagiert und am 15.12.2025 den „Aktionsplan Gebotszone“ veröffentlicht. Damit hält Deutschland an der bestehenden einheitlichen deutsch-luxemburgischen Gebotszone fest.

Die am 03.03.2025 angelobte Bundesregierung hat im Regierungsprogramm 2025–2029 festgestellt, dass für eine rasche und nachhaltige Energiewende drei Leuchtturm-Gesetze (Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz – EABG, Elektrizitätswirtschaftsgesetz – ElWG und das Erneuerbares-Gas-Gesetz – EGG) prioritär bis Sommer 2025 umzusetzen sind.

Am 11.12.2025 hat der Nationalrat das Günstiger-Strom-Gesetz, mit dem das Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) und das Energiearmuts-Definitions-Gesetz (EnDG) erlassen sowie die Änderung des Energie-Control-Gesetz, beschlossen. Dieses Gesetzespaket enthält jene legislativen Maßnahmen, die erforderlich sind, um die Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (Richtlinie (EU) 2019/944 idgF) vollständig umzusetzen und das nationale Elektrizitätsrecht an die unionsrechtlichen Entwicklungen anzupassen. Darüber hinaus sollen bestehende rechtliche Unklarheiten beseitigt und harmonisierte Regelungen geschaffen werden, indem die doppelstöckige Umsetzung über Grundsatz- und Ausführungsgesetze weitestgehend vermieden wird. Mit diesem Gesetz soll der österreichische Strommarkt moderner, digitaler und stabiler werden. Von Anfang an hat die Reform auf drei klare Schwerpunkte gesetzt: faire und langfristig günstigere Preise, mehr Versorgungssicherheit sowie mehr Tempo für die Energiewende durch erleichterte Anschlüsse und klare Regeln für Erzeugung und Verbrauch.

Durch den Angriffskrieg auf die Ukraine und die darauf folgende Energiekrise hat sich deutlich gezeigt, dass der Ausbau von Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarer Energie sowie der damit verbundenen Infrastruktur wie Netz- und Speichereinrichtungen nicht nur vor dem Hintergrund der Klimakrise essenziell ist, sondern auch maßgeblich zur Versorgungssicherheit, Leistungsfähigkeit und Wettbewerbsfähigkeit beiträgt. Die Europäische Union hat als Reaktion auf diese Ereignisse eine umfassende Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen („RED II“) beschlossen.

Diese Änderung ist am 20.11.2023 als Richtlinie (EU) Nr. 2023/2413 („RED III“) in Kraft getreten. Um die ambitionierten energiepolitischen Ziele zu erreichen, hat die Europäische Union eine Reihe neuer Bestimmungen zur Planung und Genehmigung von Anlagen zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen sowie der damit zusammenhängenden Infrastruktur erlassen. Auf Grundlage dieser faktischen und rechtlichen Entwicklungen hat die Bundesregierung am 09.09.2025 den Entwurf eines Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetzes (EABG) vorgestellt, der eine wesentliche Neugestaltung der Genehmigungsverfahren von Vorhaben der Energiewende vorsieht. Das EABG dient sowohl der Umsetzung der europarechtlichen Anforderungen als auch der Verfahrensbeschleunigung von Vorhaben der Energiewende. Kernstück dieser Beschleunigung ist die Einführung eines konzentrierten Genehmigungsverfahrens bei den Landesbehörden, den sogenannten „One-Stop-Shops“. Ergänzt wird dies durch eine moderne Infrastrukturplanung, die künftig einen zügigen Ausbau der Netze sicherstellen soll. Der Entwurf sieht zudem die rechtliche Verankerung eines „überragenden öffentlichen Interesses“ vor. Dadurch erhalten unter anderem Wasserkraftwerke, Speicher und Stromnetze bei Interessenskonflikten künftig klaren Vorrang in Genehmigungsverfahren. Darüber hinaus legt der Gesetzesentwurf für die unterschiedlichen Technologien in allen Bundesländern verbindliche Ausbauziele fest. Ein kontinuierliches Monitoring schafft Transparenz bei Flächenwidmungen und Beschleunigungszonen und unterstützt damit den integrierten Planungsansatz. Die Begutachtungsfrist endete am 21.10.2025. Es wurden 151 Stellungnahmen abgegeben. Derzeit befindet sich der

Gesetzesentwurf in Abstimmung zwischen den Koalitionspartnern. Laut Wirtschaftsministerium soll ein neuer Vorschlag Anfang 2026 in den Ministerrat gebracht werden.

Auch das angekündigte Erneuerbares-Gas-Gesetz (EGG) ist noch ausständig. Bereits im ersten Anlauf im Jahr 2019 wollte man mithilfe dieses Gesetzes den Ausbau von Biomethan, synthetischem Methan und Wasserstoff als Alternative zu Erdgas (Methan) vorantreiben. Zu einem Gesetzesbeschluss ist es, ebenso wie im zweiten Anlauf 2024 nicht gekommen. Zuletzt verfehlte das Gesetz die notwendige Zweidrittelmehrheit im Nationalrat. Ohne dieses Gesetz fehlt es den Unternehmen an den Rahmenbedingungen, dass in neue Projekte für grünes Gas investiert wird.

Wegen der angespannten Budgetsituation des Staates wurden im Berichtsjahr 2025 die Rechtsgrundlagen für den Energiekrisenbeitrag-Strom mehrfach geändert. Im Rahmen des Budgetsanierungsmaßnahmengesetzes 2025 (BSMG 2025), BGBl. I Nr. 7/2025 wurde der bereits mehrere Jahre erhobene Energiekrisenbeitrag-Strom (EKB-S) befristet auf fünf weitere Erhebungszeiträume – von April 2025 bis März 2030 (Erhebungszeiträume 3 bis 7) erstreckt. Im Interesse der Budgetkonsolidierung wurde die Obergrenze der Markterlöse, ab der beitragsrelevante Überschusserlöse vorliegen, auf € 90/MWh bzw. € 100/MWh abgesenkt und der Beitragssatz ab dem Erhebungszeitraum 3 von 90 % auf 95 % angehoben. Neu hinzugekommen ist auch eine Vorauszahlungsbestimmung. Da die Erreichung der Budgetziele des Bundes wesentlich von aktuellen Marktentwicklungen abhängt, wurde im Gesetz auch eine Bestimmung aufgenommen, wonach der Bundesminister für Finanzen laufend die Erhebung der Beiträge im Hinblick auf ihre budgetären Effekte und ihre Vollziehung zu evaluieren hat. Auf der Grundlage dieser Evaluierungsbestimmung wurde der Energiekrisenbeitrag-Strom im Rahmen des Budgetbegleitgesetzes 2025, BGBl. I Nr. 25/2025 neuerlich geändert. Konkret wurde der Absetzbetrag für begünstigte Investitionen im Erhebungszeitraum 3 bis 7 stark eingeschränkt. Es dürfen zwar weiterhin 75 % der tatsächlichen Anschaffungs- und Herstellungskosten als Absetzbetrag berücksichtigt werden, jedoch wurde die bisherige Höchstgrenze von € 72/MWh auf € 25/MWh

reduziert. Diese Verminderung des Absatzbetrages ist mit 01.07.2025 in Kraft getreten, jedoch rückwirkend bereits ab 02.05.2025 anzuwenden.

Im Hinblick auf die weiterhin hohen Elektrizitätspreise sowie die Inflation in Österreich, die nach wie vor über dem Zielwert der Europäischen Zentralbank von 2 % liegt, hat der Nationalrat am 16.12.2025 beschlossen, die Elektrizitätsabgabe im Kalenderjahr 2026 zur Verringerung der Energiekosten von derzeit 1,5 Cent je kWh auf 0,82 Cent je kWh zu senken. Zudem wurde für Energielieferungen an natürliche Personen, die die Voraussetzungen des § 4 (1) Stromkostenzuschussgesetz erfüllen, die Elektrizitätsabgabe auf 0,10 Cent je kWh reduziert.

Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

Energie ist die Grundlage jeder modernen Gesellschaft. Der elementare Auftrag der Daseinsvorsorge, eine wettbewerbsfähige Wirtschaft und das gesamte Gemeinwesen hängen von einer sauberen, erschwinglichen und zuverlässigen Energieversorgung ab. Die Umsetzung der Energiewende stellt ein Generationenprojekt dar, dessen Erfolg entscheidend für die Akzeptanz in der Bevölkerung, die Zukunftsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts und das Erreichen der Klimaschutzziele ist. Zugleich muss die Energieversorgung sicher, bezahlbar und umweltverträglich bleiben. Voraussetzung dafür ist Planungssicherheit, damit tatsächlich in erneuerbare Kraftwerke und moderne Netzinfrastrukturen investiert werden kann.

Der Strommarkt, der eine zentrale Grundlage für Wohlstand und Wettbewerbsfähigkeit bildet und zugleich ein wesentlicher Hebel für die Transformation in eine neue Energiewelt ist, bewegt sich im Spannungsfeld zwischen Marktliberalisierung und staatlichen, regulatorischen Eingriffen. Letztere beeinflussen nahezu alle Markteintritts- und Marktaustrittsentscheidungen und bestimmen zeitweise die Strompreisbildung. Dies führt zu Fehlanreizen, die wiederum weitere Eingriffe erforderlich machen. Notwendige Investitionen bleiben aus, mit der Folge, dass das Gelingen der Energiewende zunehmend gefährdet wird. In den vergangenen Jahren wurde es verabsäumt, die Marktregeln so weiterzuentwickeln, dass sie dem zunehmend dezentralen Stromsystem gerecht werden. Erforderlich wären Strompreissignale,

die Knappheiten und Kosten zuverlässig abbilden, insbesondere bei der flexiblen Einspeisung von Wind- und Solarenergie. Neben diesen regulatorischen Eingriffen und den dadurch entstehenden Marktunvollkommenheiten findet derzeit auch ein grundlegender Wandel in der Erzeugungsstruktur statt. Der Übergang von fossiler Stromerzeugung zu erneuerbaren Energien wird die Kostenstrukturen der Erzeugung künftig wesentlich beeinflussen. Die Stromerzeugung verschiebt sich zunehmend von variablen hin zu fixen Kosten, wodurch ein Fixkostenüberhang entsteht. Mit dem weiter steigenden Anteil erneuerbarer Energien im Strommix kommt es häufiger zu Phasen niedriger oder sogar negativer Strompreise sowie ausgeprägten saisonalen Preisunterschieden zwischen Sommer und Winter. Die zeitliche und regionale Änderung der Erzeugungsstrukturen führt damit zwangsläufig zu einer deutlich höheren Preisvolatilität.

Der derzeitige Ausbau erneuerbarer Energien erfolgt weitgehend dezentral. Diese Entwicklung stärkt zwar die Bürgernähe, ist jedoch mit hohen Kosten verbunden. Zur Sicherstellung einer zuverlässigen Versorgung werden auf der Angebotsseite zusätzliche Technologien wie der Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken erforderlich sein. Auf der Nachfrageseite wird es zudem eine deutlich stärkere Flexibilisierung brauchen.

Der Trend zur Photovoltaik hält weiterhin an, flacht jedoch zunehmend ab. In den vergangenen Jahren wurden durch den kontinuierlichen Photovoltaikzubau regelmäßig neue Rekorde erzielt. Aufgrund des massiven Ausbaus steigt an sonnigen Tagen das Angebot an Solarstrom immer häufiger so stark an, dass die inländische Stromnachfrage mehr als gedeckt ist.

Dieses Überangebot führt zu einem Preisverfall am Spotmarkt; negative Strompreise treten vermehrt auf und gelten als klares Indiz für Ineffizienzen. Die eigentliche Ursache für negative Strompreise liegt jedoch in finanziellen Fehlanreizen – nicht im Ausbau der erneuerbaren Energien an sich.

In der Folge des Angriffskriegs Russlands gegen die Ukraine haben sich die EU-Staaten darauf geeinigt, bis 2027 aus russischem Gas auszusteigen. Im Berichtsjahr wurden von den EU-Gremien mehrere verbindliche

Schritte beschlossen, um diesen vollständigen Ausstieg bis Ende 2027 sicherzustellen. Konkret ist vorgesehen, dass ab dem Frühjahr 2026 keine neuen Verträge mit Russland mehr abgeschlossen werden dürfen. Zudem soll ab 2026 kein russisches LNG-Gas mehr geliefert werden, und ab Herbst 2027 ist der Bezug von russischem Pipeline-Gas verboten.

Obwohl die neue Gasordnung auch erhebliche Auswirkungen auf Österreich hat, ist die Versorgungssicherheit gewährleistet. Aufgrund der hohen Speicherstände, des im Vergleich zu den Vorjahren geringeren Gasverbrauchs, des Ausbaus der Transportinfrastruktur und der Diversifizierung der Bezugsquellen ist auch künftig keine Gas-mangellage zu erwarten. Zudem wird erwartet, dass sich die Gaspreise mittel- bis langfristig durch die EU-weite Diversifizierung und die sinkende Nachfrage stabilisieren.

Was die Zukunft der Gasnetze betrifft, bestehen grundsätzlich zwei Möglichkeiten: die Stilllegung oder die Umstellung auf klimaneutrale Alternativen wie Biogas oder Wasserstoff. Diese Transformation wird ein sehr heterogener Prozess sein, der sich über mehrere Jahre hinziehen wird und einen verbindlichen Rahmen erforderlich macht.

Unabhängig von den genannten externen Rahmenbedingungen wird unser Geschäft von Fundamentalfaktoren beeinflusst. Im Vertrieb an Haushaltskundinnen und -kunden sind vor allem die Wetterlage sowie das aktuelle Marktpreisniveau ausschlaggebend. Bei unseren Industriekunden hingegen ist in erster Linie die konjunkturelle Entwicklung maßgeblich. Für die Stromerzeugung aus Wasserkraft spielt das Wasserdargebot eine entscheidende Rolle.

Energiepreisentwicklung

Die Strommärkte waren im Berichtsjahr von Wetterverhältnissen, geopolitischen Spannungen, saisonalen Effekten und Erzeugungsbedingungen erneuerbarer Energien geprägt. Aufgrund der geringen Erzeugungsmengen aus Wind- und Wasserkraft sind die Strommarktpreise im Vergleich zum Vorjahr angestiegen.

Am letzten Handelstag des laufenden Geschäftsjahres notierte der Frontjahreskontrakt DE (CAL 2026) für Baseload bei € 85,38/MWh (Vorjahr CAL 2025: € 98,31/MWh) und für Peakload bei € 88,05/MWh (Vorjahr CAL 2025:

€ 108,53/MWh). Der Durchschnittspreis für den Jahreskontrakt Baseload DE 2026 an allen Handelstagen des Kalenderjahres 2025 lag bei € 87,44/MWh (Vorjahr CAL 2025: € 88,71/MWh) und für den Jahreskontrakt Peakload DE 2026 bei € 94,39/MWh (Vorjahr: € 98,47/MWh).

Die Strompreise am Spotmarkt für Deutschland lagen im Berichtsjahr für die Produkte Baseload und Peakload durchschnittlich bei € 89,32/MWh für Baseload (Vorjahr: € 79,57/MWh) bzw. € 92,35/MWh für Peakload (Vorjahr: € 88,21/MWh).

Vier Jahre nach dem Angriff Russlands auf die Ukraine ist der Gaspreis weiterhin starken Schwankungen unterworfen und das blieb auch im Jahr 2025 unverändert. Zum Jahresende 2024 notierte europäisches Gas (Terminkontrakt TTF) um rund 56 % höher als im Vorjahr. Am ersten Handelstag des neuen Jahres stiegen die europäischen Gaspreise um bis zu 4,3 % auf etwa € 51/MWh. Ein Großteil dieses Preisanstiegs entfiel auf die letzten drei Monaten des Jahres 2024, in denen sich der TTF-Terminkontrakt um rund ein Viertel verteuerte. Hauptgrund dafür war das Auslaufen des Gastransitabkommens zwischen Russland und der Ukraine zum Jahresende. Der Wegfall dieser russischen Gaslieferungen ließ die Preise bis Anfang Februar des Geschäftsjahres auf über € 58/MWh ansteigen, da Europa verstärkt mit asiatischen Abnehmern um LNG-Lieferungen konkurrieren musste. Nach diesem Höchststand fiel der Gaspreis bis zum Jahresende kontinuierlich auf unter € 27/MWh. Der TTF-Day-Ahead-Preis lag zu Jahresbeginn bei € 48,497/MWh und am Jahresende bei € 27,933/MWh, während am Terminmarkt der TTF-Gas-Jahreskontrakt 2026 zu Jahresbeginn bei € 39,611/MWh (Vorjahr: € 33,517/MWh) und am Jahresende bei € 27,45/MWh (Vorjahr: € 46,68/MWh) notierte. Die Durchschnittspreise (Day-Ahead) beliefen sich im Jahr 2025 auf € 36,15/MWh (Vorjahr: € 34,34/MWh) und beim Gas-Jahreskontrakt auf € 33,64/MWh (Vorjahr: € 36,85/MWh).

Die Preise für CO₂-Emissionszertifikate schwankten im Berichtsjahr zwischen € 62,54 pro Tonne und € 88,55 pro Tonne (Vorjahr: zwischen € 54,21 und € 79,69 pro Tonne). Der Durchschnittspreis lag 2025 bei € 78,86 pro Tonne (Vorjahr € 68,80 pro Tonne), das entspricht einer Veränderung von rund 11,7 % gegenüber dem Vorjahreswert von € 68,80 pro Tonne (Vorjahr: € 89,30 Tonne).

2. GESCHÄFTSVERLAUF

Die politischen Entwicklungen im Rahmen der Energiewende, die Gesetzesinitiativen der neuen Bundesregierung zur Gestaltung des Energiemarktes und der Förderlandschaft sowie die geopolitischen Ereignisse haben den gesamten Konzern auch im Jahr 2025 gefordert. Zum 01.04.2025 erfolgte der angekündigte und gut vorbereitete Wechsel im Vorstand: Dr.-Ing. Michael Kraxner hat das Vorstandsressort von Dr. Erich Entstrasser übernommen. Mit dieser Neubesetzung gingen – neben den sich verändernden äußeren Rahmenbedingungen – auch organisatorische Anpassungen im Konzern einher. Wir sind ein starkes und erfolgreiches Leitunternehmen in Tirol, das dank der hervorragenden Leistungen seiner Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter krisenfest ist, seinen wichtigen Auftrag – die zuverlässige Versorgung Tirols mit Strom, Gas und Wärme – vollumfänglich erfüllt und eine wesentliche Rolle der Umsetzung der Energiewende in Tirol einnimmt.

Auch in diesem Jahr haben wir die Robustheit und Stabilität unseres Geschäftsmodells erneut überzeugend unter Beweis gestellt. Wir waren nicht nur ein verlässlicher Partner für unsere Geschäftspartnerinnen und Geschäftspartner, sondern konnten unseren Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern eine krisensichere Beschäftigung bieten. Unsere breit aufgestellte Position entlang der gesamten Wertschöpfungskette des Stromgeschäfts – von der Erzeugung über Netz und Handel bis hin zum Vertrieb – sowie unsere Aktivitäten im Gas- und Fernwärmebereich und in neuen Geschäftsfeldern bilden die Grundlage unserer Ertragskraft und sichern nachhaltig den Unternehmenswert.

Wir blicken auf ein ereignisreiches und erneut herausforderndes Geschäftsjahr 2025 zurück, in dem wir sämtliche Anforderungen erfolgreich bewältigen konnten. Die Versorgungssicherheit mit Strom, Gas und Wärme war zu keiner Zeit gefährdet. Unser Strompreis zählt weiterhin zu den günstigsten aller Landesgesellschaften und wir versorgen so viele Kundinnen und Kunden wie nie zuvor. Zudem haben wir im Jahr 2025 ein Rekordinvestitionsvolumen in die Transformation des Energiesystems getätigt. Trotz des anspruchsvollen Umfelds konnten wir erneut ein sehr gutes Jahresergebnis erzielen. Dieses ermöglicht es

uns einerseits, die geplanten Investitionen aus eigener Kraft zu finanzieren, und andererseits dem Eigentümer Land Tirol eine hohe Dividende auszuschütten.

Während unser Ergebnis vor Steuern im Einzelabschluss mit € 434,3 Mio (Vorjahr: € 372,9 Mio) über dem Vorjahreswert lag, belief sich das Konzernergebnis vor Steuern im Konzernabschluss auf € 416,7 Mio (Vorjahr: € 450,7 Mio) und blieb damit unter dem Niveau des Vorjahres. Im Kerngeschäft hat erneut die flexibel einsetzbare, heimische, erneuerbare und CO₂-freie Wasserkraft – sowohl aus unseren Bestandskraftwerken als auch aus den neu hinzugekommenen Anlagen – in Verbindung mit einem optimierten Kraftwerkeinsatz und einer effizienten Vermarktung auf dem europäischen Strommarkt den wesentlichen Wertbeitrag zu unserem Ergebnis geleistet, selbst vor dem Hintergrund niedriger Strompreise im Standardkundengeschäft. Das regulierte Netzgeschäft in den Sparten Strom und Gas sowie das weiter wachsende Wärmegebiet haben ebenfalls angemessene und nachhaltig steigende Wertbeiträge erbracht.

Beim Ausbau unserer Kraftwerksinfrastruktur sind wir auch im Jahr 2025 wesentlich vorangekommen. Die dafür erforderlichen, äußerst hohen Investitionen konnten wir erneut aus eigener Kraft ohne Kapitalerhöhungsmaßnahmen bewältigen. Damit haben wir erneut die finanzielle Unabhängigkeit des Konzerns abermals sichergestellt. Zudem ist es gelungen, die Verschuldungsquote auf einem Niveau zu stabilisieren, das die ausgezeichnete Bonität unserer Unternehmensgruppe nachhaltig gewährleistet. Mit unserem breit diversifizierten Geschäftsportfolio sind wir nach wie vor gut aufgestellt, damit wir nachhaltig und profitabel wirtschaften können.

Geschäftsentwicklung des Konzerns

Der Umsatzerlös des Konzerns, der sich im Wesentlichen aus Energieerlösen zusammensetzt, ist im Berichtszeitraum aufgrund der gesunkenen Energiepreise auf den Endkunden- und Großhandelsmärkten um 8,1 % auf € 1.817,8 Mio (Vorjahr: € 1.978,4 Mio) zurückgegangen. Das operative Konzernergebnis lag mit € 323,1 Mio um € 23,7 Mio unter dem Vorjahreswert von € 346,8 Mio und blieb zudem hinter den Prognosen zurück. Wesentliche Ursachen für das geringere Ergebnis waren das schwache Wasserjahr sowie eine außerplanmäßige

Abschreibung von Fernwärmeanlagen in Höhe von € 32,8 Mio. Verglichen mit 2024 ist unsere Stromproduktion um 30,3 % zurückgegangen. Positiv wirkten sich hingegen die hohen Erträge aus der kommerziellen Optimierung unseres (Pump-)Speichereinsatzes aus.

Die Entwicklung des Finanzergebnisses ist gegenüber dem Vorjahr nahezu unverändert geblieben. Aus unserer Verbund-Beteiligung haben wir im Geschäftsjahr 2025 Dividenden in Höhe von € 79,9 Mio (Vorjahr: € 118,5 Mio) erhalten, während sich das Ergebnis aus at-equity bilanzierten Unternehmen von € 9,3 Mio auf € 20,3 Mio erhöht hat. Die Zinsaufwendungen für Fremdfinanzierungen sowie die zinsabhängigen Aufwendungen für die Altersversorgung beliefen sich auf € 39,5 Mio (Vorjahr: € 49,4 Mio).

In Summe betrug das Konzernergebnis vor Steuern im Geschäftsjahr 2025 € 416,7 Mio (Vorjahr: € 450,8 Mio). Auf Basis der weiterhin günstigen Entwicklung sind wir in der Lage, den Ausbau der heimischen Wasserkraft aus eigener Kraft voranzutreiben und dem Aktionär hohe Dividenden auszuschütten.

Unser langfristig angelegtes Investitionsprogramm, das wesentlich für unser nachhaltiges zukünftiges Wachstum ist, konnten wir im Berichtsjahr deutlich vorantreiben. Im Geschäftsjahr haben wir im Konzern in das Sachanlagevermögen € 562,0 Mio investiert und lagen damit wieder klar über dem Vorjahreswert in Höhe von € 438,9 Mio. Die hohen Investitionen konnten im Bestandsvergleich größtenteils aus dem operativen Konzern-Cashflow finanziert werden, der im Berichtsjahr € 359,1 Mio (Vorjahr: € 483,6 Mio) betragen hat. Im Zeitverlauf werden allfällige verbleibende Differenzbeträge durch langfristiges Fremdkapital gedeckt. Die ambitionierten, nachhaltigen Investitionen zur Unterstützung des Klimawandels sind der Hauptgrund dafür, dass die Nettoverschuldung während des Investitionsdurchführungszeitraums naturgemäß zunimmt. Konkret hat sich im Geschäftsjahr 2025 die Nettoverschuldung – als Differenz zwischen den lang- und kurzfristigen Finanzverbindlichkeiten und der liquiden Mittel – um € 249,4 Mio auf € 1.056,2 Mio

(Vorjahr: € 806,8 Mio) erhöht. Das Verhältnis von Nettoverschuldung zum Konzern-EBITDA ist von 1,28 auf 1,74 angestiegen.

Geschäftsentwicklung der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG

Die TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG als Mutterunternehmen des TIWAG-Konzerns ist im unregulierten Stromsegment tätig. Der Umsatz laut Einzelabschluss reduzierte sich um € 155,2 Mio auf € 1.639,2 Mio (Vorjahr: € 1.794,4 Mio), während sich das operative Ergebnis um € 7,2 Mio auf € 332,0 Mio (Vorjahr: € 324,8 Mio) erhöhte. Im abgelaufenen Geschäftsjahr haben wir € 543,7 Mio in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen investiert, was einem Anstieg von 34,2 % gegenüber dem Vorjahr (Vorjahr: € 405,3 Mio) entspricht. Im Mittelpunkt standen dabei sowohl Wasserkraftprojekte – mit dem größten Einzelposten Speicherkraftwerk Kühtai – als auch Investitionen in den Ausbau unserer Netzinfrastruktur. Nahezu sämtliche Wachstumsinvestitionen sind als taxonomiekonform einzustufen.

Wesentliche Ereignisse im Geschäftsjahr 2025

- (1) Der mit der Innsbrucker Kommunalbetriebe AG (IKB) abgeschlossene Betriebsführungsvertrag 2025 ist am 01.01.2025 in Kraft getreten und hat den bestehenden Betriebsführungsvertrag 2021 ersetzt. Mit dieser Anpassung wurden die Auffassungsunterschiede zwischen der IKB und uns hinsichtlich der Kostenübernahme für das Stromkostenentlastungspaket bereinigt. Im Berichtsjahr haben wir eine einmalige Abschlagsleistung in Höhe von € 20 Mio erbracht, die wir mit unseren Dividendenansprüchen gegenüber der IKB gegenverrechnet haben.
- (2) Im Projekt „Neuausrichtung der Konzernkommunikation“, das unter dem Motto „Kommunikation geht uns ALLE an“ steht, haben wir einerseits die Aufgaben, Kompetenzen und Verantwortlichkeiten der neu zu formierenden Organisationseinheit definiert und mit den Betroffenen abgestimmt. Andererseits wurden die wesentlichen Prozesse, Werkzeuge und Systeme erarbeitet.

- (3) Der Aufsichtsrat hat am 07.02.2025 den Beschluss zum Bau des neuen Ausleitungskraftwerks Imst-Haiming gefasst. Für das Vorhaben „Innstufe Imst-Haiming“ werden wir voraussichtlich rund € 680 Mio investieren. Die Fertigstellung und Inbetriebnahme sind für das Jahr 2030 vorgesehen. Mit dem Kraftwerk sollen rund 252 Mio kWh erneuerbarer Strom erzeugt werden, um etwa 60.000 Tiroler Haushalte mit CO₂-freiem Strom zu versorgen und insbesondere die Winterdeckung des Tiroler Strombedarfs zu verbessern.
- (4) Am 31.03.2025 haben wir als Konsenswerberin der Tiroler Landesregierung in ihrer Funktion als UVP-Behörde das Einreichoperat für den Vorhabenteil 1 (AK VT 1 Revision 4) vorgelegt. Der Vorhabenteil 1 umfasst im Wesentlichen den Speicher im Platztal sowie den Pumpspeicher Versetz einschließlich der zugehörigen Nebenanlagen.
- (5) Mag. Dr. Erich Entstrasser, dessen Funktionsperiode regulär bis zum 31.12.2025 gelaufen wäre, hat mit Wirkung zum 31.03.2025 einvernehmlich sein Vorstandsmandat beendet. Der Anstellungsvertrag wurde mit Übertritt in den Ruhestand am 31.12.2025 aufgelöst. Mit der einvernehmlichen Beendigung zum 31.03.2025 ist zugleich der einvernehmliche Rücktritt als Vorstandsvorsitzender verbunden.
- (6) Mit Beschluss des Aufsichtsrates wurde Dipl.-Ing. Dr.-Ing. Michael Kraxner mit Wirkung zum 01.04.2025 für die Dauer von fünf Jahren zum Vorstandsmitglied bestellt.
- (7) Mit Beschluss des Aufsichtsrates vom 19.09.2025 wurde die Bestellung von Dipl.-Ing. Thomas Gasser, MBA aus wichtigem Grund mit sofortiger Wirkung widerrufen, konkret aufgrund von Vorkommnissen im Zusammenhang mit seiner Funktion als Vorstandsmitglied der Innsbrucker Kommunalbetriebe AG. Über den Abberufungsbeschluss wurde eine Niederschrift angefertigt, die vom Aufsichtsratsvorsitzenden unterzeichnet wurde. Die Abberufung wurde am 25.09.2025 im Firmenbuch eingetragen.
- (8) Infolge der Abberufung von Dipl.-Ing. Thomas Gasser als Vorstand der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG hat der Aufsichtsrat gemäß Beschluss vom 23.10.2025 die Geschäftsordnung für den Vorstand angepasst. Der Aufsichtsrat hat kein Vorstandsmitglied mehr zum Vorsitzenden des Vorstandes ernannt. In der Geschäftsordnung ist nunmehr festgelegt, dass bei Stimmengleichheit kein Beschluss zustande kommt. Der Beschlussgegenstand ist in diesem Fall binnen einer Woche erneut zu behandeln und der Aufsichtsratsvorsitzende ist darüber zu informieren.
- (9) Auf der Grundlage von Vorprojekten hat der Konzernvorstand am 25.11.2025 entschieden, das Wärmegeschäft in einer eigenständigen Konzerngesellschaft zu bündeln. Die entsprechenden Vermögensübertragungen werden im Wege der Gesamtrechtsnachfolge im nächsten Geschäftsjahr erfolgen.
- (10) Das neue Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) wurde im Rahmen des Günstiger-Strom-Gesetzes im Bundesgesetzblatt BGBl. I Nr. 91/2025 am 23.12.2025 kundgemacht. Mit diesem Gesetz werden europäische Vorgaben umgesetzt, ein zuverlässiges, nachhaltiges und leistbares Stromsystem geschaffen, die Verbraucherrechte gestärkt und ein aktualisierter Rechtsrahmen für eine zunehmend dezentrale und erneuerbare Stromwirtschaft etabliert.

2.1. Stromgeschäft (unreguliert)

Stromaufbringung

Die Geografie verschafft Tirol einen einzigartigen Vorteil: die Stromerzeugung aus sauberer Wasserkraft. Dieser regenerativ erzeugte Strom ist ein Schlüsselement und zugleich ein wesentliches Bindeglied der Energiewende. In Tirol hat die Wasserkraft – die erneuerbaren, sauberen, zuverlässigen, flexiblen Strom zu Spitzen- als auch zu Grundlastzeiten liefert – einen bedeutenden Anteil an der gesamten Energieerzeugung. Regionaler Schwerpunkt unserer Erzeugung ist Tirol, wo sich nahezu 100 % unserer installierten Leistung befinden. Mit unseren Lauf- und Schwellwasserkraftwerken sowie den flexibel einsetzbaren Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken, die je nach Bedarf rasch Strom produzieren (turbिनieren) beziehungsweise Strom aus dem Netz

entnehmen (pumpen) und speichern können, verfügen wir über eine optimale Erzeugungsstruktur. Pumpspeicherkraftwerke stellen derzeit die effizienteste Technologie zur Speicherung von Energie aus erneuerbaren Quellen dar. Unser Kraftwerkspark, mit einer Nennleistung von 1.651 MW (Vorjahr: 1.651 MW), ermöglicht es uns, bestmöglich auf die Entwicklungen der Energiemärkte zu reagieren. Die kurzfristigen Leistungsanpassungen unserer Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke schaffen die Grundlage zur Erzeugung von Flexibilitätsprodukten und zur Bereitstellung wichtiger Systemdienstleistungen.

Das Land Tirol ist aufgrund seiner alpinen Lage und der vorhandenen Speicherkraftwerke wesentlich krisenresistenter als andere Regionen. Damit ist es möglich, im Falle eines Blackouts sehr rasch zu reagieren und Tirol im Idealfall innerhalb kurzer Zeit weitgehend autark im Inselbetrieb wieder mit Strom zu versorgen. Dieser Umstand stellt einen klaren Standortvorteil für Tirol dar. Gemeinsam mit unserer Netzgesellschaft haben wir ein Wiederaufbaukonzept für Tirol ausgearbeitet. Für derartige Vorfälle wurden unsere schwarzstart- und inselbetriebsfähigen (Speicher-) Kraftwerke technisch so ausgerüstet, dass der Netzbetrieb wieder aufgenommen und die reguläre Stromversorgung schnellstmöglich hergestellt werden kann.

Unsere Stromaufbringung besteht aus der Eigenerzeugung in unseren (Pump)Speicher-, Lauf- und Schwellkraftwerken, aus Abtausch sowie aus Fremdstrombezug. Im Geschäftsjahr 2025 haben wir 2.988,4 GWh (Vorjahr: 4.285,5 GWh) Strom in unseren eigenen Anlagen erzeugt. Das entspricht einem Rückgang von 1.297,2 GWh bzw. 30,3 % gegenüber dem Vorjahr. Von der Gesamterzeugung entfielen 1.365,6 GWh (Vorjahr: 2.245,1 GWh) auf die Speicherkraftwerke und 1.342,5 GWh (Vorjahr: 1.655,8 GWh) auf die Lauf- und Schwellkraftwerke. Die Niederschläge – und damit die Eigenerzeugung – lagen im Geschäftsjahr 2025 deutlich unter den Vorjahreswerten. Die gesamte aufgebrachte Strommenge belief sich im Geschäftsjahr 2025 auf 11.126,6 GWh (Vorjahr: 12.400,2 GWh).

Weil wir unseren Strom nahezu ausschließlich aus Wasserkraft erzeugen, ist die Wasserführung der Flüsse für unser Geschäft von zentraler Bedeutung. Da wir im

Winterhalbjahr mit unseren eigenen Kraftwerken nicht ausreichend Strom zur Versorgung unserer Kundinnen und Kunden produzieren können, müssen wir in dieser Zeit Strom am internationalen Großhandel zukaufen. Die Fremdstrombezüge lagen im Jahr 2025 bei 8.138,3 GWh (Vorjahr: 8.114,7 GWh).

Stromverwendung

Auf Basis unserer langjährigen Geschäftsbeziehungen und der Entwicklung im Wettbewerb konnten wir unsere Marktposition im Geschäftsjahr 2025 weiter ausbauen. Die Absatzmengen an unsere Standardkundinnen und -kunden haben im Vergleich zum Vorjahr leicht zugenommen. In unserem Kernmarkt Tirol lag der Stromabsatz im Jahr 2025 bei 4.092,7 GWh (Vorjahr: 3.955,6 GWh) und damit um 3,5 % bzw. 137,1 GWh höher als im Vergleichszeitraum des Vorjahres. Die abgegebene Menge ist in sämtlichen Kundengruppen gestiegen – bei Standardkundinnen und -kunden, den Sondervertragskundinnen und -kunden sowie bei den Weiterverteilern.

Der Stromabsatz, der sämtliche Handels-, Vertriebs- und Tauschaktivitäten umfasst, lag im Geschäftsjahr unter dem Niveau des Vorjahres. Insgesamt wurden im Berichtsjahr 11.126,6 GWh Strom abgesetzt (Vorjahr: 12.400,2 GWh). Der mengenmäßige Rückgang im Rahmen der Stromverwendung 2025 ist unter anderem auf geringere Handelsmengen am Spotmarkt und an den Börsen zurückzuführen.

Für unsere Stromkundinnen und -kunden setzen sich die Gesamtstromkosten und damit die Summe auf der Stromrechnung aus drei Komponenten zusammen: Energiekosten, Netzkosten sowie Steuern und Abgaben. Auf den Energiepreis haben wir unmittelbaren Einfluss, weshalb es uns besonders wichtig ist, hier einen wettbewerbsfähigen und damit kostengünstigen Preis anzubieten. Die übrigen Bestandteile liegen außerhalb unseres Einflussbereichs und werden der Einfachheit halber über die Rechnung von uns eingehoben und direkt an den Netzbetreiber bzw. den Staat weitergeleitet. Die teils drastischen Preissprünge bei Energie und Lebensmitteln infolge der Ukraine Krise sind noch in lebhafter Erinnerung und waren auch in Tirol deutlich spürbar. Als Reaktion darauf haben wir unsere Beschaffungsstrategie angepasst und seit Dezember 2024 die

Strompreise bei unseren Standardprodukten *comfort privat* und *comfort business* um 2 Cent pro Kilowattstunde (kWh) gesenkt. Mit 9,8 Cent pro Kilowattstunde netto bieten wir den günstigsten Strompreis aller Landesenergieversorger in Österreich. Für einen durchschnittlichen Haushalt bedeutet unser günstiger Preis im Vergleich zu den durchschnittlichen Energiekosten der anderen Landesenergieversorger eine jährliche Entlastung von rund € 199.

Mit dem Smart-Meter-Rollout kommen wir mit einer Reihe neuer und innovativer Produkte auf den Markt und treiben damit die Digitalisierung der Energieversorgung voran. Seit Sommer 2025 gibt es mit „flex privat“ zudem ein weiteres Stromprodukt, das stündliche Preisanpassungen auf Basis der europäischen Strombörse ermöglicht. Seit Oktober 2025 erfolgt die Abrechnung auf Basis von Viertelstundenpreisen.

Ende November 2025 haben wir den TIWAG-Business Hub offiziell eingeführt – mehr als nur eine technische Neuerung. Er ist ein zentrales Element unserer Strategie, Geschäftskundinnen und -kunden einen echten Mehrwert zu bieten, der über die reine Energielieferung hinausgeht. Damit stärken wir unsere Position als innovativer Energiepartner für Unternehmen. Das digitale Dashboard bietet umfassende Einblicke in Vertragsinformationen, Preissicherungen, Abrechnungsdetails und aktuelle Börsenpreise. Der Eindeckungsgrad des Planprofils unterstützt unsere Kundinnen und Kunden bei der Optimierung ihrer Beschaffungsstrategie. Zusätzlich können Börsenpreise direkt im Portal eingesehen und durch flexible E-Mail-Benachrichtigungen ergänzt werden.

Das in den Vorjahren in enger Abstimmung mit der Arbeiterkammer Tirol aufgesetzte Entlastungspaket und die durchgeführten notwendigen Kündigungen wurden 2025 gerichtlich bestätigt.

Im selben Jahr haben wir zusammen mit der Arbeiterkammer Tirol den TIWAG-Härtefonds ins Leben gerufen, um Menschen, die Schwierigkeiten haben, ihre Energiekosten zu begleichen, schnell und unbürokratisch zu unterstützen. Kundinnen und Kunden mit einem aufrechten Stromliefervertrag erhalten pro Anschluss und Rech-

nungsjahr einen Unterstützungsbetrag von bis zu € 200. Mit dem im Dezember des Berichtsjahres beschlossenen Elektrizitätswirtschaftsgesetz wird ab 2026 ein Sozial-Energietarif eingeführt. Bereits im Vorfeld setzen wir ein starkes Zeichen: Wir stocken den bestehenden Härtefonds auf und senken damit schon jetzt die Stromkosten für betroffene Haushalte deutlich.

Gemäß der Stromkennzeichnung nach den geltenden energierechtlichen Regelungen liefern wir Strom, der ausschließlich aus erneuerbaren Energieträgern stammt. Darüber hinaus bieten wir unseren umweltbewussten Kunden durch unser Tochterunternehmen Ökoenergie Tirol Grünstrom an, der überwiegend aus Tiroler Wasserkraft erzeugt wird. Die Stromkennzeichnung ist auf der Stromrechnung der Kundinnen und Kunden angegeben.

Die Ansprüche an unsere digitalen Services steigen stetig – sei es in Bezug auf Servicequalität, Transparenz oder Benutzerfreundlichkeit. Um den dynamischen Entwicklungen gerecht zu werden, machen wir unsere Kundenportale im Rahmen eines Projekts für die Jahre 2025 und 2026 zukunftsfit. Konkret geht es um Performance-Optimierung, die Integration der E-Mobilität sowie die Einführung innovativer, dynamischer TIWAG-Stromprodukte. Dies ermöglicht unseren Kundinnen und Kunden, ihre Energiekosten auf Basis schwankender Börsenpreise aktiv zu optimieren – ein Paradebeispiel für moderne, kundenorientierte Energielösungen.

Seit 2020 bieten wir mit dem TIWAG-Sonnenfonds einen Anreiz für Privat- und Geschäftskunden, um den Umstieg auf eine PV-Anlage zu fördern. Seit 2025 kann zusätzlich zur PV-Anlage auch ein Batteriespeicher erworben werden. Pro angefangener kWh gibt es € 100, maximal jedoch € 500 an Förderungen. Voraussetzungen sind ein aufrechter Stromliefer- und Einspeisevertrag mit uns, ein positiver Bescheid bzw. die Zusage zur Landesförderung für netzdienliche Speicher sowie die Installation des Batteriespeichers nach dem 01.01.2025. Mit unserer Speicherförderung ergänzen wird das Angebot der bereits bestehenden Landesförderung für netzdienliche Speicher. Die Initiative wurde gemeinsam mit dem Land Tirol ins Leben gerufen. Das aktuelle Förderbudget beträgt eine Million Euro.

Investitionen

Für eine erfolgreiche Energiewende ist eine Ausweitung des Stromangebots und damit auch der verstärkte Ausbau erneuerbarer Erzeugungsanlagen unabdingbar. Aus diesem Grund haben wir im Berichtsjahr erhebliche Investitionen in den Ausbau der erneuerbaren Energien und damit in den ökologischen Umbau des Energiesystems getätigt. Uns ist bewusst, dass unsere Investitionen in den Bau von neuen Wasserkraftanlagen mit finanziellen Risiken verbunden sind, da die sehr hohen Anfangsinvestitionen über sehr lange Betriebszeiten amortisiert werden müssen.

Im Berichtsjahr haben wir unsere Projekte engagiert weitergeführt und insgesamt € 543,7 Mio (Vorjahr: € 405,3 Mio) in bestehende Kraftwerke, in den Wasserkraftausbau Tirol, das Verteilernetz, die Informationstechnologie und in weitere Unternehmensbereiche investiert. Unsere hohe Eigenkapitalquote und die ausgewogene Finanzierungsstruktur ermöglichen es uns, diese hohe Investitionsquote auch künftig fortzusetzen.

Unsere umfangreichen, klimafreundlichen Investitionen in die Wasserkraft, die der Umsetzung der Tiroler Energiestrategie dienen und einen wichtigen wirtschaftlichen Impuls für das Land Tirol darstellen, setzen sich im Berichtsjahr unter anderem aus folgenden Neu-, Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen zusammen:

Die Erweiterung der bestehenden Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz ermöglicht es uns, die Energieversorgung Tirols eigenständiger, sicherer und gleichzeitig umweltfreundlicher zu gestalten. Die UVP-Genehmigung für unser Vorhaben „Speicherkraftwerk Kühtai“ wurde mit Erkenntnis des Bundesverwaltungsgerichtes vom 26.06.2019 unter Vorschreibung zusätzlicher Nebenbestimmungen bestätigt. Am 06.04.2021 haben wir mit den Hauptarbeiten am Kraftwerk begonnen. Mit diesem Projekt errichten wir im Längental einen zusätzlichen Speicher inklusive Pumpspeicherkraftwerk und schaffen damit eine weitere „grüne Batterie“ als essenziellen Beitrag zur Tiroler Energieautonomie.

Im fünften Baujahr schreiten die Arbeiten auf der derzeit größten und höchstgelegenen Kraftwerksbaustelle Mitteleuropas im Kühtai in allen Bereichen planmäßig

voran. Ein besonderer Höhepunkt war der Tag der offenen Baustelle im Juni 2025, an dem fast 7.000 Besucherinnen und Besucher teilgenommen haben.

In der Kraftwerkskaverne sind die Rohbauarbeiten abgeschlossen und die elektromaschinellen Montagearbeiten laufen auf Hochtouren. Beide Maschinen mit einer Gesamtleistung von 190 MW sowie die Transformatoren zur Umwandlung des erzeugten Stroms auf eine Spannung von 220 kV wurden angeliefert und werden derzeit installiert. Der neue Triebwasserweg ist an den bestehenden Speicher Finstertal angeschlossen, und die Vortriebsarbeiten für den Beileitungstollen bis ins Stubaital sind weit fortgeschritten. Auch der 113 m hohe Schüttdamm ist nahezu fertig – die Dammkrone wird bis Jahresende erreicht. Im Frühjahr 2026 folgt die Fertigstellung, bevor im Sommer der „sanfte Einstau“ beginnt. Dabei wird der Wasserstand in definierten Phasen konstant gehalten, um das Verhalten des Damms präzise beobachten und vermessen zu können.

Mit der Anlieferung des zweiten Maschinentrafos im Dezember 2025 und dem nahezu vollendeten Damm rücken wir der Fertigstellung des Erweiterungsprojekts Kühtai und damit unserem Ziel einer sicheren und nachhaltigen Energieversorgung für Tirol entscheidend näher – und das innerhalb des geplanten Zeit- und Budgetrahmens. Das Erweiterungsprojekt verbindet technische Spitzenleistungen mit Verantwortung von Natur und Umwelt. Mit der geplanten Inbetriebnahme des Kraftwerks im Jahr 2026 beginnt auch der Rückbau der Baustelleneinrichtungen. Die betroffenen Flächen werden geräumt und sorgfältig rekultiviert.

Mit dem neuen, vollständig unterirdisch errichteten Pumpspeicherkraftwerk Kühtai 2 sowie des neuen Speicherses Kühtai kann erneuerbare Energie zeitlich flexibel erzeugt und Strom aus anderen erneuerbaren Energiequellen zwischengespeichert werden. Dieser zusätzliche Speicher fasst rund 31 Mio m³ Wasser und ist damit halb so groß wie der bestehende Speicher Finstertal. Insgesamt erhöht sich das Speichervermögen der Kraftwerksgruppe um rund 50 %.

Das Wasser wird an sechs ökologisch verträglichen Entnahmestellen im Stubai- und Ötztal gefasst und über

einen rund 25 km langen Stollen zum Speicher Kühtai geführt. Dabei können jährlich etwa 216 Mio kWh Strom erzeugt werden.

Das Land Tirol hat in seiner Klimastrategie, deren Ziele bis 2030 umzusetzen sind, festgehalten, dass im Energiebereich die Säule Wasserkraft um weitere 2.800 GWh ausgebaut werden muss. In diesen geplanten Mengen sind auch jene für den Ausbau des Kaunertalkraftwerks enthalten.

Das Projekt Ausbau Kaunertalkraftwerk sieht die Erweiterung des derzeitigen Kraftwerks zu einer Kraftwerksgruppe durch Zubau einer Oberstufe am Gepatsch, einer zweiten Unterstufe in Prutz und dem Zubau zum bestehenden Kraftwerk Imst vor. Das Kraftwerksvorhaben wurde 2016/17 vom internationalen Wasserkraftverband IHA (International Hydropower Association) hinsichtlich Nachhaltigkeit mit Bezug auf die durch die Projektierungen eintretenden Veränderungen aus sozialer, umwelttechnischer und wirtschaftlicher Sicht überprüft. Dem Projekt wurde ein gutes Zeugnis ausgestellt. Im Jahr 2022 wurden beim Projekt Ausbau Kaunertal, das am 04.07.2012 erstmals bei der Behörde eingereicht worden ist, die Widerstreitverfahren zur Gurgler Ache und Venter Ache zu unseren Gunsten entschieden. Mit dieser Entscheidung haben wir das Projekt in der Revision 3 am 28.02.2023 mit aktualisierten Gutachten, geänderter Bewirtschaftungsweise des Gepatschspeichers und dem Wassereinzug der Gurgler Ache eingereicht.

Im Vorjahr haben wir beschlossen, die Erweiterung Kaunertal in zwei Projektteile zu trennen. In weiterer Folge haben wir der Umweltbehörde einen modifizierten Ausbau- und Terminplan für die Erweiterung des Kraftwerks Kaunertal vorgelegt. Zentraler Bestandteil des ersten Projektabschnitts, der den Schwerpunkt auf neue Speicherkapazitäten und die Bereitstellung von flexibler Energie legt, ist das noch zu errichtende Pumpspeicherkraftwerk Versetz mit dem Speicher Platzertal.

Am 31.03.2025 haben wir das Projekt, das von der Europäischen Kommission als Projekt von gemeinsamem europäischem Interesse (PCI) eingestuft wurde, bei der Behörde zur Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP)

eingereicht. Die Beurteilung im UVP-Verfahren erfolgt durch neutrale Prüfgutachterinnen und Prüfgutachter. Für unsere Vorlage haben wir rund 440 Pläne erstellt, unsere Fachbeiträge umfassen etwa 9.000 Seiten. Die Behörde hat die Vollständigkeit der Einreichunterlagen bestätigt und diese für neun Wochen öffentlich aufgelegt. Nach der öffentlichen Auflage der Unterlagen erstellen die Prüfgutachterinnen und Prüfgutachter der UVP-Behörde die Umweltverträglichkeitsgutachten in 45 Fachgebieten, die ebenfalls öffentlich aufgelegt werden. Die Gutachter werden sich in weiterer Folge mit den eingelangten Stellungnahmen auseinandersetzen, bevor die mündliche Verhandlung stattfinden wird. Ein rechtskräftiger Bescheid wird bis 2029 angestrebt, die Umsetzung soll von 2029 bis 2034 erfolgen. Das Pumpspeicherkraftwerk Versetz mit dem Speicher Platzertal ist das Herzstück der Erweiterung Kaunertal und so konzipiert, dass es mit seiner Leistung und Speicherkapazität rund 160 Stunden lang volle Energie liefern kann. Der Speicher Platzertal umfasst rund 42 Mio m³, das Pumpspeicherkraftwerk verfügt über eine Leistung von etwa 400 MW. Die Investitionskosten sind mit € 1,6 Mrd veranschlagt. Der Pumpspeicher Versetz ist damit ein Schlüsselprojekt für die Energiewende: Große Speicherkapazitäten mit flexibler Leistung sind das Gebot der Stunde und leisten einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Mit ihm stehen dringend benötigte mittel- und langfristige Möglichkeiten zur zeitlichen Verlagerung von Energiemengen zur Verfügung, um künftige Energielücken zu decken – ein Beitrag, der für Netzstabilität und Versorgungssicherheit im europäischen Energiesystem unabdingbar ist. Auch im Black-out-Fall kann der Ausbau des Kraftwerks Kaunertal einen wesentlichen Beitrag zur Inselversorgung in Tirol leisten. Darüber hinaus hat das Projekt wegen seiner hohen Wertschöpfung positive Effekte für den Wirtschaftsstandort Tirol und den Arbeitsmarkt.

Wir wissen, dass es in der Region Bedenken und Fragen gibt, die wir sehr ernst nehmen. Daher informieren wir umfassend und aus erster Hand über das Projekt selbst, den Stand des Verfahrens sowie über spezifische öffentlich diskutierte Themen – von der künftigen Wasserversorgung über ökologische Aspekte bis hin zu Hochwasserschutz und Sicherheitsbedenken.

Das Thema Speichersicherheit hat für uns oberste Priorität. Seit den 1960er-Jahren ist der Speicher Gepatsch unseres Kraftwerks Kaunertal in Betrieb und mit seinen 138 Mio m³ Nutzinhalt unser größter Speicher. Im laufenden Betrieb unterliegt dieser strengsten Sicherheitsmaßnahmen, die durch moderne, mehrstufige Kontrollsysteme gewährleistet werden. Es erfolgen regelmäßige Begehungen sowie die Überwachung durch ein dichtes Netz an Messgeräten. Die Talsperrenverantwortlichen als unsere weisungsfreien Expertinnen und Experten berichten lückenlos an die Behörde. Zusätzlich wird der Speicher alle fünf Jahre von den unabhängigen Fachleuten des Unterausschusses der österreichischen Staubeckenkommission begutachtet und geprüft. Alle Informationen und Messdaten, die im Laufe eines Betriebsjahres anfallen, werden in einem Jahresbericht ausgewertet, mit den Daten aus 60 Jahren Betriebserfahrung verglichen und zur Überprüfung an die unabhängigen Expertinnen und Experten der Behörde übermittelt. Denselben strengen Kontrollen und Auflagen wird auch der Speicher Platzertal unterliegen, der einen weiteren Beitrag zum Hochwasserschutz der Region leisten wird. Der Staudamm im Platzertal ist als Steinschütttdamm mit zentral liegender Asphaltbetondichtung geplant.

Bei den Planungen zum Pumpspeicherkraftwerk Versetz wurde das geologische Modell am Gepatschspeicher durch zusätzliche Erkundungen des Untergrundes sowie Messungen weiter vertieft. Die Sicherheit des Pumpspeicherkraftwerks Versetz wurde durch die österreichische Staubeckenkommission, eine unabhängige Expertenkommission des Bundesministeriums für Landwirtschaft, im Detail überprüft und positiv begutachtet. Festgestellt wurde, dass das Pumpspeicherkraftwerk Versetz keine Auswirkungen auf die Hänge des Gepatschspeichers hat. Unabhängig davon wird das Thema Naturgefahren im laufenden UVP-Verfahren umfassend untersucht.

Im Platzertal werden rund 7 ha wertvolle Feuchtböden – davon weniger als ein Hektar Niedermoor – durch den neuen Speicher betroffen sein. Diese Bestände werden nach erfolgter Genehmigung innerhalb des Platzertals umgepflanzt, sodass sie lokal erhalten bleiben. Insgesamt werden – auch über das Projektgebiet hinaus – rund 82 ha Feuchtfächen durch unterschiedliche Maßnahmen erhalten, renaturiert und verbessert.

Das Projekt Tauernbach-Gruben, das am 09.01.2013 zur UVP-Prüfung eingereicht wurde, wurde mit Bescheid des Amtes der Tiroler Landesregierung bewilligt und ist nach Abschluss des Instanzenweges seit 18.03.2022 rechtskräftig. Das genehmigte Projekt nutzt das Gefälle des Tauernbaches zwischen der Schildalm und dem Ortsteil Gruben durch ein neu zu errichtendes Ausleitungskraftwerk. Der Aufsichtsrat hat am 12.05.2023 den Bau des Kraftwerks Tauernbach Gruben genehmigt, der Spatenstich erfolgte am 06.10.2023. Seit dem Baustart im Oktober 2023 sind die Arbeiten mittlerweile weit fortgeschritten. Sieben Monate nach Beginn der Vortriebsarbeiten für den 2,3 km langen Druckstollen in Matrei, der das Kernstück des 8,4 km langen Triebwasserwegs darstellt, erfolgte im August des Vorjahres der Durchschlag. Die Vortriebsarbeiten konnten aufgrund der günstigen Geologie und des engagierten Einsatzes der Mineure mit Tagesspitzenleistungen von bis zu 24,2 m vier Monate vor dem geplanten Termin abgeschlossen werden.

Im zweiten 6,1 km langen Abschnitt vom südlichen Stollenende bis zum Krafthaus wurden geschweißte Druckrohrleitungen aus Stahl verlegt. Am 06.07.2025 wurde der letzte Block der Innenschale des Druckstollens betoniert. Die Arbeiten an der Wasserfassung bei den Schildalmen sind ebenso abgeschlossen wie die Arbeiten am neuen Krafthaus. Gegen Ende des Geschäftsjahres 2025 haben wir bereits mit dem Rückbau der Baustelleneinrichtungsflächen sowie den Rekultivierungsmaßnahmen begonnen. Mit der Anfang November erfolgten Anlieferung des Transformators starteten die elektrischen Installationen. Über den Winter erfolgt noch die elektrische bzw. mechanische Ausrüstung sowie der Einbau der Fischbauchklappe. Bis zum Frühjahr 2026 soll die elektromechanische Ausrüstung abgeschlossen sein, das erste Drehen eines Maschinensatzes ist für Mai 2026 geplant. Für die Errichtung des neuen Kraftwerks investieren wir rund € 175 Mio. Im Zuge des Gesamtprojekts setzen wir auf vielfältige ökologische Ausgleichsmaßnahmen – von der Fischaufstiegshilfe bis zu neuen Lebensräumen für Insekten und Kleinstlebewesen.

Nach Fertigstellung der Anlage wird die Versorgungssicherheit für den Bezirk Osttirol nachhaltig erhöht. Mit dem neuen Kraftwerk können bei einer Ausbauwassermenge von 9 m³/sec und einer Engpassleistung von

27,1 MW rund 85 GWh Strom produziert werden. Das entspricht etwa 1,4 % des Tiroler Strombedarfs bzw. dem Verbrauch von rund 20.000 Haushalten. Dadurch können im Vergleich zu einem Kohlekraftwerk rund 85.000 t CO₂ eingespart werden.

Das Vorhaben „Innstufe Imst-Haiming“ wurde am 01.06.2015 zum UVP-Verfahren bei der zuständigen UVP-Behörde des Amtes der Tiroler Landesregierung eingereicht. Am 14.02.2023 hat uns die Tiroler Landesregierung die Bewilligung für die Errichtung und den Betrieb des Vorhabens nach dem UVP-Gesetz erteilt. Gegen diesen Bescheid sind mehrere Beschwerden eingegangen. Anfang Juli fand vor dem Bundesverwaltungsgericht eine Verhandlung statt und am 06.11.2024 hat das Gericht mit geringfügigen gewässerökologischen Anpassungen das Beschwerdeverfahren abgeschlossen. Auf Basis dieser Entscheidung hat der Aufsichtsrat am 07.02.2025 den Baubeschluss gefasst und damit die Weichen für die Realisierung des neuen Kraftwerks gestellt. Der Verwaltungsgerichtshof hat die eingebrachten Revisionen im August des Berichtsjahres verworfen. Damit ist die Entscheidung nun rechtskräftig und unanfechtbar. Mit der Umsetzung dieses Kraftwerkprojekts Imst-Haiming legen wir – zusätzlich zu den bereits laufenden Bauvorhaben im Kühtai und in Osttirol – einen weiteren wichtigen Baustein für die Energieunabhängigkeit und einen starken Wirtschaftsstandort Tirol.

Im Berichtsjahr haben wir mit Geschäftspartnern einen Allianzvertrag über das Hauptbaulos abgeschlossen. Das Hauptbaulos umfasst die Herstellung des 14 km langen Triebwasserwegs mit Wasserschloss und Unterwasserstollen, die Kaverne mit Zu- und Ableitungsstollen sowie das Unterwasserbecken. Der gesamte Auftragswert beläuft sich auf rund € 450 Mio. Eine Allianzpartnerschaft erfordert ein hohes Maß an gegenseitigem Vertrauen sowie lösungsorientierter Zusammenarbeit. Bei unserem Projekt wurde erstmals eine Partnering-Phase im Sinne eines „Early Contractor Involvement (ECI)“ durchgeführt, in der vor Beginn der Hauptarbeiten gemeinsam mit dem potenziellen Auftragnehmer die Planung optimiert und Varianten untersucht wurden. Dies führte zu einer detaillierten und belastbaren Arbeitskalkulation. Das zügige Vergabeverfahren und die regelmäßigen ECI-Sitzungen förderten eine konstruktive Zusammenarbeit.

Für die Errichtung des Anschlusskanals, Triebwasserwegs und Fensterstollens zum Bestandskraftwerk in der Imsterau mussten wir noch 40.000 m² landwirtschaftliche Fläche von der Agrargemeinschaft ablösen und entsprechende Dienstbarkeitsverträge ausverhandeln. Im unmittelbaren Nahbereich haben wir Ersatzweideflächen im Ausmaß von 28.000 m² zur Verfügung gestellt.

Am 17.10.2025 erfolgte der offizielle Spatenstich für das Bauvorhaben. Bei einer geplanten Investitionssumme von rund 680 Mio € ist die Fertigstellung und Inbetriebnahme für 2030 vorgesehen. Dann werden rund 252 Mio kWh erneuerbarer Strom produziert – genug, um etwa 60.000 Tiroler Haushalte mit CO₂-freiem Strom zu versorgen und insbesondere die Winterdeckung des Tiroler Strombedarfs zu verbessern. Das fertiggestellte Ausleitungskraftwerk wird die bereits einmal im bestehenden Kraftwerk Prutz-Imst genutzte Wassermenge erneut zur Stromgewinnung verwenden. Dabei wird das Triebwasser über den 14 km langen unterirdischen Stollen von Imst nach Haiming geleitet, um dort in einem unterirdischen Kavernenkraftwerk mittels zweier hocheffizienter Francis-Turbinen Strom zu erzeugen. Es wird kein zusätzliches Wasser aus dem Inn entnommen, keine zusätzliche Wehr errichtet, und die Fließkontinuität des Inn bleibt somit unbeeinträchtigt. Die Wasserrückführung in den Inn bei Haiming erfolgt gedämpft über ein neu errichtetes Ausgleichsbecken.

Finanzierung

Unsere langfristige Finanzierungsstrategie zielt – unter Berücksichtigung einer stabilen Kapitalstruktur – darauf ab, die Liquidität jederzeit sicherzustellen, ausreichende Liquiditätsreserven vorzuhalten und ein langfristig solides Rating zu gewährleisten.

Der Einsatz von Finanzinstrumenten, die Liquiditätssteuerung und -absicherung sowie die Optimierung der Kapitalstruktur sind im Konzern-Finanzmanagement gebündelt und werden dort zentral gesteuert.

Unter dem Gesichtspunkt der Risikominimierung decken wir unseren Finanzbedarf durch ein breit diversifiziertes Finanzierungsportfolio ab, das sich über verschiedene Märkte, Instrumente, Laufzeiten und Fremdkapitalgeber erstreckt. Im Sinne unserer risikominimierenden

Finanzierungsstrategie und unter Berücksichtigung der aktuellen Zins- und Kapitalmarktentwicklungen setzen wir dabei eine breite Palette an Finanzierungsinstrumenten ein. Diese umfasst öffentliche Investitionsfinanzierungen, langfristige Bankfinanzierungen, Kapitalmarktfinanzierungen und kurzfristige Bankenfinanzierungen zur Überbrückung von Bedarfsspitzen.

Externe Finanzierungen werden zur Stärkung unserer Verhandlungsposition gegenüber Geschäftspartnerinnen und Geschäftspartnern zentral von der Konzernmutter für den gesamten Konzern durchgeführt und bei Bedarf innerhalb des Konzerns weitergeleitet. Konzernintern wird der langfristige Finanzierungsbedarf für Investitionen in den Tochtergesellschaften durch Gesellschafterdarlehen gedeckt. Zudem haben wir im Konzern einen Cash Pool eingerichtet, über den wir die kurzfristige Liquidität konzernweit steuern, bereitstellen und absichern.

Für den Ausbau der heimischen Wasserkraft und für unser umfangreiches Investitionsprogramm in allen wesentlichen Geschäftsbereichen benötigen wir in hohem Maße langfristig verfügbare Finanzmittel. Unabhängig davon kann auch kurzfristig ein erheblicher Liquiditätsbedarf entstehen, etwa zur Besicherung von Termingeschäften.

Zur Deckung des sehr hohen, überwiegend langfristigen Gesamtfinanzierungsbedarfs stehen uns neben der starken Innenfinanzierungskraft aus dem operativen Geschäft und den eigenen Mitteln die bereits genannten Finanzierungsinstrumente zur Verfügung. Am 30.10.2025 hat uns die unabhängige Ratingagentur S&P Global das im Vorjahr vergebene Kreditrating „A+/stable“ erneut bestätigt. Mit dieser Bonitätseinstufung sollte es weiterhin möglich sein, langfristige Fremdfinanzierungen bei institutionellen Anlegern erfolgreich zu platzieren.

Der operative Cashflow, als wichtigste Finanzquelle des Konzerns und Ausdruck seiner Innenfinanzierungskraft, belief sich im Geschäftsjahr 2025 auf € 359,1 Mio (Vorjahr: € 483,6 Mio). An liquiden Mitteln standen zum 31.12.2025 insgesamt € 63,7 Mio (Vorjahr: € 110,7 Mio) zur Verfügung. Die Finanzverbindlichkeiten zum Jahresultimo betragen € 1.119,9 Mio (Vorjahr: € 917,5 Mio).

Aufgrund des anhaltend hohen Investitionsvolumens haben wir im Geschäftsjahr 2025 die langfristigen Bankdarlehen um € 155,0 Mio (Vorjahr: € 95,0 Mio) erhöht und € 42,5 Mio (Vorjahr: € 66,9 Mio) getilgt. Diese Neuaufnahmen resultieren sowohl aus der Ziehung weiterer Tranchen bestehender Kreditlinien als auch aus der Aufnahme neuer Bankkredite. Zum 31.12.2025 bestehen Anleihen in Höhe von € 110 Mio (Vorjahr: € 110 Mio) sowie mittel- und langfristige Bankverbindlichkeiten in Höhe von € 887,0 Mio (Vorjahr: € 761 Mio).

Unsere umfangreichen Investitionen erfordern zur Sicherung der Liquidität jederzeitigen Zugang zu unterschiedlichen Finanzierungsquellen und Märkten. Daher beobachten und bewerten wir laufend die Entwicklungen auf den Geld- und Kapitalmärkten. Ein starker operativer Cash-Flow, nicht ausgenutzte Kreditlinien, unser guter Zugang zu den Geld- und Kapitalmärkten und das konzernweite Cashpooling bilden die zentralen Säulen unserer Liquiditätssicherung. Die Liquiditätssteuerung erfolgt auf Basis einer rollierenden Liquiditätsplanung, mit deren Hilfe der laufende Finanzmittelbedarf ermittelt wird. Die Deckung dieses Bedarfs erfolgt über kurzfristige, flexibel einsetzbare Finanzierungsinstrumente, wie etwa die Aufnahme von Barvorlagen. Zur Absicherung der Liquidität haben wir mit einem Bankenkonsortium einen verbindlichen, revolving ausnutzbaren Kreditrahmen in Höhe von € 300 Mio vereinbart. Innerhalb dieses bis Ende 2027 eingeräumten Rahmens können jederzeit kurzfristige Finanzierungen abgerufen werden. Zusätzlich stehen uns bis auf weiteres unverbindlich eingeräumte Barvorlagenrahmen in Höhe von insgesamt rund € 500 Mio zur Verfügung. Zum 31.12.2025 waren Barvorlagen in Höhe von € 90 Mio ausstehend (Vorjahr: € 0).

Eine wesentliche Voraussetzung für die Umsetzung unserer Finanzierungsmaßnahmen ist die Wahrung der ausgezeichneten Bonität des Konzerns. Die Verschuldung des Konzerns wird dabei anhand des Verhältnisses zwischen Nettoverschuldung (Net-Debt) und dem Konzern-EBITDA gemessen. Im Geschäftsjahr 2025 beträgt dieser Faktor 1,74 (Vorjahr: 1,28).

2.2. Stromgeschäft (reguliert)

Rechtliche Grundlagen

Mit Bescheid der Tiroler Landesregierung als Elektrizitätsbehörde wurde uns die Konzession zum Betrieb des Verteilernetzes erteilt. Das regulierte Strom-Verteilernetz ist unabdingbar für eine zuverlässige Stromversorgung und eine stabile Basis für die Entwicklung des Konzerns.

Aufgrund der laufend durchgeführten Effizienzsteigerungsprogramme und der damit einhergehenden niedrigen Kostenstruktur liefert das regulierte Verteilernetz stabile Erträge.

Da ein liberalisierter Energiemarkt eine Entflechtung des Netzbetriebs von anderen wettbewerblichen Aktivitäten erfordert, haben wir uns entschieden, die Kontrolle des operativen Netzbetriebes von den im Wettbewerbssbereich stehenden Sparten im Wege eines Treuhandmodells zu trennen. Konkret verantworten die TINETZ-Tiroler Netze GmbH als sogenannter Independent System Operator (ISO) im vertikal integrierten TIWAG-Konzern den Betrieb des Verteilernetzes in Tirol und nutzt dabei im Wege einer Pachtlösung die von der Muttergesellschaft zur Verfügung gestellten Netzanlagen und sonstigen Ressourcen. Neben dem Pachtvertrag bestehen ein Personalüberlassungsvertrag und ein Ergebnisabführungsvertrag mit der Konzernmutter. Da die Netzanlagen weiterhin im Eigentum der Konzernmutter stehen, werden sämtliche Netzinvestitionen in ihrem Jahresabschluss bilanziert und die laufenden Abschreibungen im Wege des Pachtentgeltes an die Konzerntochter weiterverrechnet.

Energiewirtschaft

Aus unserem Stromnetz haben wir im Geschäftsjahr 2025 eine Strommenge von 4.933 GWh (Vorjahr: 4.637 GWh) abgegeben. Dies entspricht einem Plus von 296 GWh bzw. 6,4 % gegenüber dem Vorjahr. Die Preise für die Inanspruchnahme des Netzes – die sogenannten Systemnutzungsentgelte – können wir nicht selbst festlegen. Sie werden staatlich reguliert und setzen sich derzeit aus dem Netznutzungsentgelt, dem Netzverlustentgelt, dem Netzzutrittsentgelt, dem Netzbereitstel-

lungsentgelt, dem Systemdienstleistungsentgelt, dem Entgelt für Messleistungen und dem Entgelt für sonstige Leistungen zusammen.

Die Regulierungsbehörde E-Control hat eine Regulierungssystematik für die fünfte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber, die vom 01.01.2024 bis 31.12.2028 dauert, festgelegt. Auf dieser Grundlage hat die Behörde für das Jahr 2025 ein Verfahren zur Feststellung der Kosten und des Mengengerüsts der TINETZ-Tiroler Netze GmbH eingeleitet und mittels Bescheid sowohl die Kosten für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Netzsystems sowie die Kosten für die transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung angemessener Energiemengen zum Ausgleich physikalischer Netzverluste als auch das dem Netznutzungsentgelt und dem Netzverlustentgelt zugrunde zu legende Mengengerüst festgestellt. Darüber hinaus wurden auch die aus dem vorgelagerten Netz bezogenen Mengen bescheidmäßig bestimmt. Auf Basis der bescheidmäßig festgestellten Kosten und des Mengengerüsts wurden die Systemnutzungsentgelte unter Berücksichtigung einer Kostenwälzung mit Verordnung der Regulierungsbehörde, der Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 – Novelle 2025 (SNE-VO 2018 – Novelle 2025), bestimmt und am 16.12.2024 im BGBl II 370/2024 verlautbart.

Für die transportierten Strommengen haben wir im Geschäftsjahr 2025 ein Netznutzungsentgelt in Höhe von € 217 Mio (Vorjahr: € 194 Mio) verrechnet. Unter Berücksichtigung sämtlicher Zuschläge und Abgaben und der systemimmanenten Veränderung des Regulierungskontos wurde im regulierten Strombereich ein Umsatz von € 262 Mio (Vorjahr: € 243 Mio) erzielt.

Regulierung – Netzentgelte

Ziel der Regulierung ist es, Betreibern von Netzinfrastrukturen, die volkswirtschaftlich gesehen natürliche Monopole darstellen, gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Allgemeininteresse aufzuerlegen, zu denen insbesondere der kosteneffiziente Netzbetrieb, die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Netzsicherheit

sowie der diskriminierungsfreie Zugang Dritter zum Netz zu den von der Regulierungsbehörde genehmigten Entgelten (Systemnutzungsentgelt) zählen. Um die Effizienz der Monopolunternehmen zu steigern, werden die Kosten und Zielvorgaben nach dem Modell der Anreizregulierung ermittelt, dessen grundsätzliche Idee in einer Entkoppelung der Erlöse aus Netzentgelten bzw. zugestandenem Kosten von den tatsächlichen Kosten innerhalb einer Regulierungsperiode besteht. Ausgehend von einer geprüften Kostenbasis zu Beginn der Regulierungsperiode wird dem Unternehmen ein Kosten- bzw. Erlöspfad zur Erreichung eines Zielwertes am Ende der Regulierungsperiode von der Behörde vorgegeben.

In der fünften Regulierungsperiode wurden Regulierungsparameter neu festgelegt. Im Zuge dieser Systematik wurde die generelle Zielvorgabe reduziert und die individuelle Zielvorgabe auf Basis der geprüften Kosten sowie eines Effizienzvergleichs mit den übrigen verglichenen Netzbetreibern neu bestimmt. Zusätzlich zur Überleitung der beeinflussbaren Kostenbasis hat die Regulierungsbehörde weitere Kostenbestandteile und –parameter ermittelt, die angemessenen Finanzierungskosten (WACC) neu bestimmt und für Neuinvestitionen einen jährlich aktualisierten Zins festgelegt.

Für die Feststellung der Kosten des Jahres 2025 hat die Regulierungsbehörde die beeinflussbaren Netzkosten des Jahres 2021 anhand des Kostenpfades übergeleitet. Dabei hat sie die Betriebs- und Kapitalkosten getrennt behandelt. Während E-Control die beeinflussbaren Betriebskosten (OPEX) anhand der Zielvorgabe jährlich überleitet, verwendet sie bei den beeinflussbaren Kapitalkosten (CAPEX) eine effizienzabhängige Verzinsung und bestimmt diese Kosten jährlich neu im Rahmen des Kapitalkostenabgleichs. Im Jahr 2025 wurde der Betriebskostenfaktor für die Entwicklung der Systemlängen und der Zählpunkte sowie der Betriebskostenfaktor für den Anschluss von Einspeiser-Zählpunkten (Erweiterungsfaktoren) berücksichtigt. Des Weiteren wurden die nicht beeinflussbaren Kostenpositionen, die die Kosten zur Deckung von Netzverlusten und die vorgelagerten Netzkosten umfassen, sowie die Veränderung des Regulierungskontos und die Behandlung des systemimmanenten Zeitverzugs in die Berechnung mit-

einbezogen. Abschließend hat die Behörde im Rahmen einer sequenziellen Vorgehensweise die verschiedenen Netzentgelte mit den Netzkosten saldiert, bis die für das Netznutzungsentgelt verbleibenden Kosten zur Feststellung verblieben sind.

Aufgrund der außergewöhnlichen Inflationsentwicklungen hat der Regulator die Berechnung der beeinflussbaren Betriebskosten auf Basis des Kostenpfades im Jahr 2025 (OPEX 2025) adaptiert. Konkret hat er für den Zeitraum 2023 bis 2025 Ist- und Plan-Netzbetreiberpreisindizes aus den gewichteten Tariflohnindizes, den Verbraucherpreisindizes und den Baupreisindizes ermittelt und anhand dieser die beeinflussbaren Betriebskosten unter Berücksichtigung der Zielvorgabe hochgerechnet. Die anzusetzenden Kapitalkosten des Jahres 2025 hat der Regulator erstmals aus der Summe der erwarteten Abschreibungen des Geschäftsjahres 2025 zuzüglich einer effizienzabhängigen Rendite auf das erwartete verzinsliche Kapital zum Bilanzstichtag 2025 ermittelt.

Als Basis für die Ermittlung der effizienzabhängigen Rendite wurde ein angemessener Finanzierungskostensatz in der Höhe von 4,16 % (WACC vor Steuern) samt effizienzbedingtem Aufschlag berücksichtigt. Wegen der hohen Volatilität der Zinsen und der Inflation sowie der Unsicherheit in Bezug auf die künftigen Zinsentwicklungen wurden für Neuinvestitionen im Geschäftsjahr 2024 ein Finanzierungskostensatz von 6,33 % und im Geschäftsjahr 2025 ein solcher von 6,24 % angesetzt. In der fünften Regulierungsperiode wurde erstmals ein Betriebskostenfaktor eingeführt, der die einmaligen Betriebskosten (OPEX) abbildet, die bei dem Anschluss eines Einspeiser-Zählpunktes entstehen. Dieser neue Betriebskostenfaktor soll dem erhöhten Anschlussbedarf für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien gerecht werden.

Für das Geschäftsjahr 2025 stiegen die Netzkosten für Strom in Österreich deutlich an. Während die Stromnetzentgelte sich für Haushalte im bundesweiten Durchschnitt um 23 % erhöhten, führte die Steigerung unserer Netztarife in der Netzebene 7 (klassischer Endkundertarif) lediglich zu einem Anstieg der Netzrechnung ohne Umsatzsteuer in Höhe von 7,34 %. Ein wesentlicher

Grund für diese geringe Steigerungsrate liegt in der hohen Kosteneffizienz unserer Netztöchter, die der Regulator mit einem gewichteten Effizienzwert von mehr als 97 % festgelegt hat. Dieser Umstand spiegelt sich in den zweitgünstigsten Netztarifen für Massenkunden in Österreich wider.

Anschlüsse

Die Rahmenbedingungen für den Betrieb der Verteilernetze sind aufgrund des massiven Ausbaus der erneuerbaren Energien äußerst herausfordernd. Ursprünglich wurde das Leitungsnetz dafür konzipiert, Elektrizität von wenigen zentralen Kraftwerken zu zahlreichen dezentralen Verbraucherinnen und Verbraucher zu transportieren. Die Energiewende, die anhaltend hohe Nachfrage nach privaten Solaranlagen und die Möglichkeit zur Errichtung von Energiegemeinschaften kehren diese Logik zunehmend um. Ein deutlicher Indikator dieser Entwicklung ist die drastische Zunahme der Anschlussanfragen in den vergangenen Jahren – insbesondere im Zusammenhang mit PV-Anlagen, Elektromobilität und der Umstellung auf Wärmepumpen. Im Geschäftsjahr 2025 wurden auf der Verbraucherseite insgesamt 1.153 Kundenanlagen (Vorjahr: 996) an das Verteilernetz angeschlossen. Zusammen mit den Anlagenerweiterungen erhöhte sich der aus unserem Verteilernetz zu deckende Leistungsbedarf um 93.766 kW (Vorjahr: 68.395 kW). Weiters wurden im Berichtsjahr 3.507 PV-Einspeiser (Vorjahr: 5.689) an unser Verteilernetz angeschlossen. Insgesamt waren zum Ende des Geschäftsjahres 2025 bereits 26.869 (Vorjahr: 23.362) Photovoltaik-Erzeugungsanlagen mit einer gesamten Engpassleistung von 451,67 MWp (Vorjahr: 380,37 MWp) in unser Netz eingebunden.

Anlagenstruktur

Unser Verteilernetz umfasst aktuell rund 12.483 km Leitungslänge (Vorjahr: 12.385 km), 52 Umspannwerke (Vorjahr: 52), etwa 4.400 Umspannstationen (Vorjahr: 4.350) sowie rund 254.000 Zählpunkte (Vorjahr: rund 252.000). Das Leitungsnetz, das der Versorgung unserer Kundinnen und Kunden mit elektrischer Energie in hoher, mittlerer oder niedriger Spannung dient, ist im Mittelspannungsbereich zu 76 % (Vorjahr: 75 %) und im Niederspannungsnetz zu 91 % (Vorjahr: 90 %) verkabelt. Es gibt derzeit in Silz, Westtirol, Zell a. Z., Lienz und in Matrei

fünf Anbindungen an das Übertragungsnetz. Zudem sind 25 nachgelagerte Verteilungsnetzbetreiber an unser Netz angeschlossen.

Investitionen

In Österreich wird die erneuerbare Energieerzeugung massiv ausgebaut, damit die Stromversorgung klimafreundlicher und die Abhängigkeit von fossilen Energien reduziert wird. Es ist geplant, bis 2030 jahresdurchgängig betrachtet, den kompletten Stromverbrauch Österreichs durch Wasser-, Wind- und Solarkraft zu decken. Gleichzeitig mit dem Ausbau der Erneuerbaren wachsen die Anforderungen an die Verteilernetze stetig, weil einerseits immer mehr dezentrale Stromerzeuger und Erneuerbare Energiegemeinschaften in das Netz einspeisen und andererseits auf der Verbraucherseite die Zahl der elektrischen Wärmepumpen und Elektroautos zunimmt. Als Verteilernetzbetreiber sind wir gesetzlich verpflichtet, die Stromnetzinfrastruktur auszubauen und zu erhalten und tragen die Verantwortung dafür, dass Stromerzeugung und Stromnachfrage zu jeder Sekunde in einem ausgeglichenen Verhältnis zueinanderstehen.

Eine Grundvoraussetzung für eine erfolgreiche Energiewende sind starke und stabile Netze, weshalb die Investitionen in den Ausbau unserer Stromnetze und zur Digitalisierung der Netze und Kundenanlagen ein wichtiger Teil unseres Investitionsprogramms sind. Unsere Netzgesellschaft geht davon aus, dass bis 2040 in den Ausbau des Energieversorgungssystems drei Milliarden Euro zu investieren sind. Im Berichtsjahr haben wir die bestehende Netzinfrastruktur unter Berücksichtigung des Umweltschutzes und der Nachhaltigkeit um € 116,8 Mio (Vorjahr: € 133,5 Mio) ausgebaut und damit konnten wir die Trassenlänge um 93 km auf 11.902 km (Vorjahr: 11.809 km) und die Systemlänge um 98 km auf 12.483 km (Vorjahr: 12.385 km) erweitern. Mit diesen hohen Investitionen leisten wir einen wichtigen Beitrag für unsere Wirtschaft und ermöglichen mit dem bereits finalisierten Smart Meter Rollout eine bessere Integration der dezentralen Erzeugung erneuerbarer Energien und der Elektromobilität in unser Stromnetz.

Im Geschäftsjahr 2025 haben wir den Ersatzneubau der 110-kV-Leitung zwischen Kramsach und Kirchbichl im Rahmen eines der größten Infrastrukturprojekte für das

Tiroler Unterland finalisiert. Nach einer über 80-jährigen Nutzung wurde die Stromleitung auf einer Strecke von 26 km komplett neu errichtet. Betroffen waren acht Gemeinden mit insgesamt 251 verschiedenen Grundeigentümern. Inklusive Planung und Vorbereitung haben wir 13 Jahre daran gearbeitet. Nach der Projektkonzeption gab es im Jahr 2014 ein Vorprüfungsverfahren, 2018 erfolgte der Startschuss für den Bau in Kirchbichl und am 14.05.2025 ist die Leitung in Betrieb gegangen. Die Errichtung erfolgte in vier Abschnitten. Mit der neuen Leitung, die die Transportkapazitäten für das gesamte Unterland nachhaltig verstärkt, erfolgte eine großräumige Umfahrung von Siedlungsgebieten. Durch die Errichtung der neuen Leitungsverbindung mit optimierter Trassenführung kann die zum Teil über dicht besiedeltes Gebiet verlaufende alte Leitung demontiert werden.

Mit dem Abschluss des Netzausbaus im Tiroler Unterland steht mit der zweiten Leitung in das Ötztal bereits das nächste strategische Infrastrukturprojekt an. Zur sicheren Versorgung des Ötztals ist ein Ersatzneubau der bestehenden 110-kV-Leitung in Form einer zweisystemigen Leitungsverbindung mit einer voraussichtlichen Trassenlänge von ca. 36 km erforderlich. Durch den Bau der neuen Leitung kann die Versorgung des Ötztals auch unter Berücksichtigung zukünftiger Anforderungen sichergestellt werden. Wir befinden uns derzeit in der Genehmigungs- und Detailprojektierungsphase, eine Projektumsetzung ist in den Jahren 2027 bis 2030 geplant.

Zur Erhöhung der Versorgungssicherheit in Osttirol haben wir im Bereich des bestehenden Umspannwerkes (UW) Matrei eine Abspannung aus dem 380-kV-Netz der Austrian Power Grid (APG) realisiert. Gemeinsam mit der APG haben wir das UW Matrei als 380/110/25(30) kV-Umspannwerk neu errichtet. Durch den neuen 380/110-kV-Transformator werden die beiden Netzebenen miteinander verbunden und damit eine nachhaltig sichere Stromversorgung im Iseltal und in Osttirol sichergestellt. Der Anschluss an das Übertragungsnetz erforderte von uns umfassende Baumaßnahmen im Umspannwerk. Wir haben die 110-kV-Freiluftschaltanlage durch eine kompakte Innenraumschaltanlage ersetzt und entsprechend den neuen Erfordernissen erweitert.

Smart Meter

Auf EU-Ebene schuf die EU mit der Messgeräte Richtlinie 2004 und der Versorgungssicherheitsrichtlinie 2005 die Voraussetzungen zur Modernisierung des Messwesens. In Österreich wurden die entsprechenden Rechtsgrundlagen für die Einführung intelligenter Messgeräte bereits in den Jahren 2010 bis 2012 geschaffen. Im Jahr 2019 wurden die österreichischen Netzbetreiber verpflichtet, 95 % aller Zählpunkte mit intelligenten Stromzählern auszustatten. Der Austausch bestehender Stromzähler durch intelligente Geräte (Smart Meter) sollte sowohl die Energieeffizienz, das Netzmanagement sowie die Integration erneuerbarer Energien verbessern als auch Haushalte mit zeitnahen Verbrauchsdaten versorgen. Auf Basis dieser Verbrauchsdaten können in weiterer Folge neue Tarifmodelle eingeführt werden, die sparsamen Verbrauch belohnen und Anreize zu mehr Energieeffizienz schaffen.

Wir haben das Umsetzungsprogramm zur Einführung intelligenter Messgeräte in unserem Versorgungsgebiet bereits im Jänner 2014 begonnen. Die Massenausrollung der Smart Meter startete 2019, wobei interne und externe Monteure in Spitzenzeiten mehr als 10.000 Smart Meter pro Monat bei den Netzkundinnen und -kunden montierten. Mittlerweile sind mehr als 98 % der konventionellen Haushaltszähler getauscht. Nach der Umstellung werden die Daten nunmehr vom Smart Meter über die Stromleitung oder das Mobilfunknetz in die Firmenzentrale übertragen und im Kundenportal zum Abruf bereitgestellt. In der erweiterten Konfiguration (Opt-in) misst ein Smart Meter alle 15 Minuten den Verbrauch und erst dadurch ist es möglich, dass Netzkundinnen und -kunden selbst erzeugte Energie innerhalb einer Energiegemeinschaft anderen Mitgliedern zur Verfügung stellen können. Im Oktober 2025 haben wir das Smart Meter Projekt, das ein Meilenstein in der effizienten Energienutzung darstellt, abgeschlossen. Die Finanzierung dieser Umstellung ist durch das behördlich festgelegte Messentgelt abgedeckt. Die neu installierten Anlagen werden laufend überwacht. Obwohl die tägliche Ausleserate der Smart Meter sehr hoch ist, arbeiten wir laufend daran allfällige Fehler und technische Limitationen, die zu Datenschiefständen führen können, organisationsübergreifend durch eine strategische und eine operative Arbeitsgruppe zu bereinigen.

Die neuen Smart Meter ermöglichen durch ihre Messgenauigkeit, Echtzeit-Datenerfassung und Kommunikationsfähigkeit eine bessere Integration der Erneuerbaren Energien, eine effizientere Netznutzung und eine verbraucherfreundlichere Abrechnung. Ohne eine voll digitalisierte Energiewirtschaft würde sich eine Energieversorgung mit einem hohen Anteil von Erneuerbaren und eine Vielzahl von Kommunikationsprozessen schon rein technisch nicht mehr abwickeln lassen.

Versorgungssicherheit

Im Berichtsjahr konnten wir im Netzbereich sämtliche Prozesse und vor allem auch die kritischen Prozesse intern ohne relevante Einschränkungen abwickeln. Im Geschäftsjahr 2025 waren keine Störungen in größerem Umfang zu verzeichnen.

Die Verfügbarkeit der Stromversorgung lag im Berichtsjahr bei nahezu 100 %. Die durchschnittliche Nichtverfügbarkeit aus ungeplanten Ereignissen betrug im Berichtsjahr je Letztverbraucher 13,70 Minuten (Vorjahr: 28,89 Minuten). Mit diesem sogenannten SAIDI Wert (Kennzahl über Störungsumfänge) liegen wir im Spitzenfeld der österreichischen Netzbetreiber, wobei Österreich auch in Europa im Spitzenfeld der Versorgungszuverlässigkeit liegt.

In Tirol sind wir dank der Wasserkraft und der großen Speicherkapazitäten hinsichtlich möglicher Blackouts in einer vergleichsweise guten Ausgangssituation. Gemeinsam mit unserer Konzernmutter haben wir als Verteilernetzbetreiber ein Netzwiederaufbaukonzept für Tirol ausgearbeitet, um im Falle eines Blackouts rasch reagieren zu können. Dadurch ist es möglich, Tirol im Inselbetrieb mithilfe der großen, schwarzstartfähigen Speicherkraftwerke innerhalb weniger Stunden bis maximal eines Tages weitgehend wieder mit Strom zu versorgen.

Ausblick Netzausbau und Netztarifentwicklung

Nachdem die Netzlasten und die Einspeisungen der Erneuerbaren nicht zu jedem Zeitpunkt ident sind, müssen die Netze für die zunehmende „Doppelbelastung“ zusätzlich ausgebaut werden. Einmal für die Summe der Lasten im Netz sowie für die Summe der Einspeisungen im Netz. Neben dem zusätzlichen Netzausbau stellt die

Stabilität des Netzbetriebes im Verteil- und Übertragungsnetz eine Herausforderung dar, weil stabile, fossile Kraftwerke sukzessive vom Netz gehen und durch volatile Wind- und Photovoltaikerzeugung ersetzt werden. Im Verteilernetz wird darüber hinaus die Sicherstellung einer stabilen Spannungshaltung in ländlichen Versorgungsnetzen zu einer zusätzlichen Herausforderung. Dafür sind umfangreiche und zeitgerechte Netzausbauten erforderlich, um für die Kundinnen und Kunden den Netzbetrieb mit der bislang gewohnten Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten. Bis 2030 sind die Investitionen in die Netzinfrastruktur österreichweit massiv zu erhöhen, um die gesteckten Ziele von Bund und Ländern zu erreichen. Die Energiewende erfordert demnach einen massiven und breitflächigen Ausbau der Netzinfrastruktur auf allen Spannungsebenen mit entsprechender Berücksichtigung in den Netztarifen. Auf der Basis von validen Abschätzungen gehen wir davon aus, dass der Investitionsbedarf für Netzerüchtigungen bis 2040 in Folge der Energie-, Wärme- und Mobilitätswende etwa um den Faktor 3 und der notwendige Personen-Ressourcenbedarf für die Umsetzung um bis zu 50 % ansteigen wird. Wir investieren bereits Rekordbudgets, die um den Faktor 2,5 über der letzten Dekade liegen. Die Wertschöpfung dieser Investitionen liegt überwiegend in Tirol. Rund 75 % des jährlichen Investitionsvolumens wird mit Firmen aus Tirol kontrahiert und bis zu 90 % mit Firmen aus Österreich. Die Herausforderung bei der Umsetzung dieser Maßnahmenpläne sind die Verfügbarkeit der erforderlichen Fachkräfte und Partnerfirmen, die rechtzeitige Verfügbarkeit der erforderlichen Betriebsmittel – insbesondere von Trafos und Fertigteilstationen – in geeigneter Qualität, die Dauer der Genehmigungsverfahren und die Einigung mit Anrainern für die Anlagenerrichtung sowie die Umsetzung von Digitalisierungslösungen zur Abwicklung des Massengeschäftes für den Anschluss von Einspeiseanlagen, E-Lade- und Heizsystemen.

Das zukünftige Investitionsprogramm zur Ermöglichung der Energiewende muss finanziert werden. Die mit den ambitionierten politischen Ausbauzielen einhergehenden Kostensteigerungen werden systembedingt zu absehbaren Netzentgeltsteigerungen führen. Damit die Kostensteigerungen mittel- und langfristig gedämpft werden, braucht es entsprechende ordnungspolitische

Rahmenbedingungen und verlängerte Umsetzungsfristen. Ein wesentlicher Treiber dieser Investitionsdynamik sind die einspeise- und verbrauchsbedingten Leistungsspitzen. Auf der Einspeiseseite kann eine Begrenzung oder Abregelung von Leistungsspitzen helfen, die Netzausbaukosten zu senken und auf der Verbraucherseite können mithilfe der Smart-Meter-Technologie Anreize geschaffen werden, um Verbrauch und Einspeisung besser aufeinander abstimmen zu können. Die Höhe der Netztarife hängt auch davon ab, wie breit die Netzkosten verteilt werden können. Eine faire und verursachungsgerechte Tarifierung ist daher essenziell. Durch eine höhere Leistungskomponente würden Prosumer und Netzkundinnen und -kunden mit erhöhten Nutzungsansprüchen einen faireren Anteil an den Netzkosten tragen. Weiters ist kritisch zu hinterfragen, ob Netztarifvergünstigungen für einzelne Kundengruppen zu Lasten der restlichen Kundinnen und -kunden treffsicher und verursachungsgerecht wirken. Neben der Reduktion oder Verteilung der Kosten können eine höhere Elektrifizierungsrate sowie zeitliche beziehungsweise strukturelle Verschiebungen zur Entlastung beitragen. Durch eine zeitliche Anpassung der energiepolitischen Zielsetzungen kann der steigende Verlauf der Kostenentwicklung abgeflacht werden und hohe Netzkosten könnten über alternative Finanzierungsformen zunächst durch Dritte vorfinanziert werden, wobei die Rückzahlung zu einem späteren Zeitpunkt beginnt, und über längere Zeiträume erfolgen kann. Es bestehen somit vielfältige Möglichkeiten, die Netztarifentwicklung aktiv zu gestalten. Das neue Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) wird künftig den rechtlichen Rahmen vorgeben.

2.3. Wärme, Gas und Neue Erneuerbare (unreguliert und reguliert)

Allgemeines

Im Geschäftsjahr 2025 sind wir gemeinsam mit unseren Tochterunternehmen, der TIWAG-Next Energy Solutions GmbH und der TIGAS-Wärme Tirol GmbH, als Energiedienstleister am Wärmemarkt tätig. Für das Jahr 2026 ist die Abspaltung der beiden Teilbetriebe Fernwärme vorgesehen, um sie in eine gebündelte Struktur zu überführen. Derzeit werden die dafür notwendigen Vorbereitungsarbeiten durchgeführt.

Mit der Gas- und Fernwärmeinfrastruktur, der Bereitstellung regenerativer Energieträger sowie der Nutzung bisher unerschlossener Wärmepotenziale leisten wir einen bedeutenden Beitrag zur Energiewende. Als Energiedienstleistungsunternehmen setzt die TIGAS-Wärme Tirol GmbH sowohl auf Gas und künftig verstärkt auch auf Grünes Gas. Zudem stellt sie das Gasnetz für den Transport und die Speicherung aller Arten von Gas, einschließlich Wasserstoff, bereit.

Die Geschäftsentwicklung im Jahr 2025 war aufgrund der weiterhin bestehenden Unsicherheiten am Gasmarkt hinsichtlich Marktpreis- sowie Absatzentwicklung herausfordernd. Auch künftig wird die hohe Volatilität des Gasmarktes die Energiewirtschaft nachhaltig fordern. Der politische Druck hin zum Ausstieg aus fossilen Energieträgern war im Berichtsjahr unverändert hoch. Die Dekarbonisierung führt zu einem schrittweisen Ausstieg aus fossilen Energieträgern und bewirkt erhebliche saisonale Verschiebungen im Wärmebedarf – sowohl im Sommer als auch im Winter.

Dadurch gewinnen die Entwicklungen am Gasmarkt sowie die regulatorischen Rahmenbedingungen zunehmend an Bedeutung für den Wärmemarkt. Zukünftig wird entscheidend sein, ob die bevorstehende Transformation marktgetrieben oder energielenkend erfolgt. Unabhängig von Geschwindigkeit und Umfang dieser Veränderungen wird die Nachfrage nach Wärme aus erneuerbaren Energiequellen deutlich steigen. Damit verbunden ist ein erheblicher Ausbau von Fernwärmesystemen, insbesondere in urbanen Gebieten.

Nach den turbulenten geopolitischen Verwerfungen der Vorjahre hat sich die Situation zunächst zwar etwas beruhigt, blieb aber auch im Jahr 2025 äußerst herausfordernd. Unsere Verpflichtung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sind wir durchgängig nachgekommen, Lieferstörungen traten nicht auf.

Mit dem Inkrafttreten des Erneuerbare-Wärme-Gesetzes (EWG) am 29.02.2024 ist es verboten, in Neubauten Wärmebereitstellungsanlagen auf Basis fossiler Brennstoffe zu errichten.

stoffe für Raumheizung und Warmwasser zu installieren sowie Anschlüsse an nicht qualitätsgesicherte Fernwärme vorzunehmen. Bereits in den Vorjahren wurde vereinbart, den Austausch von Öl- und Gasheizungen durch Förderprogramme zu beschleunigen, anstatt einen verpflichtenden Austausch vorzuschreiben.

Ende 2024 wurden die ursprünglich bis 2027 laufenden Förderaktionen „Sanierungsoffensive“ mit Sanierungsbonus und Raus aus Öl und Gas, für die Budgetmittel in Höhe von 4 Mrd € vorgesehen waren, aus Budgetgründen vorzeitig beendet. Ende 2025 einigte man sich auf eine adaptierte Sanierungsoffensive 2026, die Investitionen in klimafreundliche Heizsysteme fördern soll. Die Registrierung und Antragstellung startete im November 2025. Ab 2026 stellt der Bund jährlich maximal 360 Mio € bereit. Für den Zeitraum 2026 bis 2030 stehen somit insgesamt 1,8 Mrd € zur Verfügung.

Die Realisierung von Fernwärmeerzeugungs- und Netzanlagen erfordert Ausdauer, da Genehmigungsverfahren und bauliche Umsetzungen viel Zeit in Anspruch nehmen. Zudem können sich künftig sowohl die wettbewerbsrechtlichen Rahmenbedingungen als auch die bestehenden Förderregime für Fernwärme verändern.

Der Wärmemarkt in unserem Kerngebiet Tirol umfasst rund 11,5 TWh und wird von Industriekunden, dem Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektor (GHD) sowie Haushaltskundinnen und -kunden nachgefragt. Aktuell besteht der Gesamtwärmemarkt zu etwa einem Drittel aus Prozesswärme und zu zwei Dritteln aus Raumwärme. Ein wesentlicher Teil der direkten Wärmebereitstellung erfolgt derzeit über Gas – insbesondere durch die Verbrennung in Gasthermen bei Endkundinnen und Endkunden.

In Zukunft wird der Einsatz von Gas zur Bereitstellung von Raumwärme deutlich zurückgehen. Öl- und Gasheizungen werden voraussichtlich dort, wo Fernwärmeanschlüsse möglich sind, durch Fern- und Nahwärme ersetzt. An Standorten ohne Fernwärmeanschluss werden zunehmend Pelletsheizungen und Wärmepumpen zum Einsatz kommen. Wir erwarten, dass der Fernwärmebedarf in Tirol bis 2030 stark ansteigen wird.

Gasaufbringung

Die milden Winter und der damit einhergehende geringere Verbrauch der Haushalte und der Industrie sowie die höheren Lieferungen von Flüssiggas nach Europa haben auch 2025 die Gasaufbringung maßgeblich beeinflusst.

Zum 31.12.2024 wurde der Gastransitvertrag zwischen Russland und der Ukraine beendet. In der Folge stellte der Gazprom-Konzern am Morgen des Neujahrstags den Gastransport durch die Ukraine vollständig ein. Bereits zuvor hatten sich die Märkte darauf eingestellt, dass es keinen Transit mehr durch die Ukraine geben würde. Die Regierungen Österreichs und der Slowakei teilten anschließend mit, dass die Gasversorgung sichergestellt sei. Als alternative Möglichkeit zur Gasbeschaffung hat Deutschland die deutschen LNG-Terminals auch Unternehmen aus anderen EU-Mitgliedstaaten zur Verfügung gestellt. Nach einer Einigung zwischen den Vertretern der Regierungen und des EU-Parlaments soll die Einfuhr von russischem Gas über Pipelines bis 01.11.2027 komplett eingestellt werden. Das Verbot für den Import von russischem Flüssigerdgas (LNG) soll schon ab Jänner 2027 gelten. Partielle Ausnahmen bestehen für die beiden EU-Binnenländer Ungarn und die Slowakei. Aufgrund der Gasbeschaffung am deutschen THE-Markt war TIGAS vom Auslaufen der Transitverträge mit der Ukraine zwar nicht unmittelbar betroffen, jedoch waren die langfristigen Auswirkungen auf die Marktpreise zunächst schwer abschätzbar.

Unseren Gasspeicher verwenden wir, um die Einhaltung des Versorgungsstandards gemäß Vorgabe der E-Control, die auch im Geschäftsjahr 2025 angepasst worden ist, zu ermöglichen. Damit können wir sowohl die entsprechenden Gasmengen für geschützte Mengen gemäß Energielenkungsgesetz an Vertriebskundinnen und -kunden in den unterschiedlichen Marktgebieten anbieten als auch die Gasversorgungssicherheit in Tirol erhöhen. Darüber hinaus können wir auch die Gastransporte zum Grenzübergabepunkt Kiefersfelden zu Höchstlastperioden in Tirol absichern und Gasmengen im Rahmen von Aktivitäten am Großhandelsmarkt nutzen.

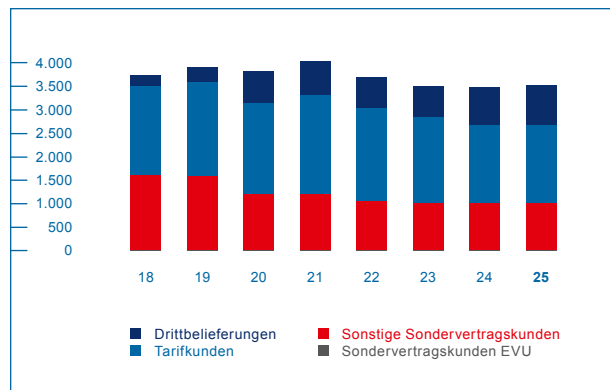
Aufbringung Fernwärme

Aufgrund der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist die Nachfrage nach Fernwärme auch im Jahr 2025 weiter angestiegen. Der Wärmebezug erfolgt – bei laufender Berücksichtigung von Wirtschaftlichkeit und etwaigen Abnahmeverpflichtungen – prioritär aus konzerninternen Bezugsquellen. Über unser Fernwärmenetz können wir ungenutzte industrielle Abwärmepotenziale in die Wärmeaufbringung integrieren. Grundlage dafür bilden mehrere Kooperationsvereinbarungen, die wir mit unseren Geschäftspartnerinnen und Geschäftspartnern abgeschlossen haben. Die von den unterschiedlichen Wärmequellen gelieferte Energie wird in die bestehenden Wärmenetze eingespeist. Für unsere weiteren Wärmeversorgungen in Ballungsräumen wie Lienz, Längenfeld und Kufstein beziehen wir zudem Holz als nachwachsenden Naturrohstoff, der fossile Brennstoffe in seinen ökobilanziellen Auswirkungen bei Weitem übertrifft. TIGAS und TINEXT erfüllen bereits heute die Vorgaben des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes, welches einen Anteil regenerativer Energie in Höhe von 60 % bis 2030 vorsieht.

Gasabsatz

Die Absatzmengen im Geschäftsbereich Gas Handel lagen aufgrund der strategischen Fokussierung auf den Heimatmarkt Tirol unter dem Vorjahreswert, die Absatzmengen des Geschäftsbereichs Gas Netz hingegen leicht über dem Vorjahreswert. Im Geschäftsjahr 2025 haben wir im Gasgeschäft Umsatzerlöse in Höhe von € 249,7 Mio (Vorjahr: € 296,1 Mio) erzielt. Die Temperaturen, gemessen in Heizgradtagen, lagen 13,8 % (Vorjahr: 18,4 %) über dem langjährigen Durchschnittswert. Da die Beschaffungspreise gesunken sind, haben wir unsere Gaspreise entsprechend reduziert.

Auf der Grundlage der Allgemeinen Lieferbedingungen passen wir im Standardkundensegment die Preise auf Basis der Preisentwicklung an der Erdgashandelsbörse „European Energy Exchange“ an. Unter Berücksichtigung dieser Indexanpassung hat der Lieferpreis vom 01.07.2024 bis 30.06.2025 für eine Kilowattstunde des Basisprodukts „comfort privat“ 6,0178 Cent (netto)



Gasabsatz (Netz) – nach Kundengruppen (in GWh)

betragen. Ab dem 01.07.2025 haben wir die Gaspreise für unsere Tarifikundinnen und -kunden deutlich reduziert. Seitdem verrechnen wir für das Produkt „comfort privat“ nunmehr 5,0378 ct/kWh (netto).

Für unsere marktorientierten Kundinnen und Kunden bieten wir das Produkt „flex privat“ an, bei dem ohne vertragliche Bindungsfrist der Energiepreis auf Basis der Börsenentwicklung monatlich neu festgelegt wird. Kundinnen und Kunden, die sich für dieses Produkt entschieden haben, konnten im Geschäftsjahr 2025 deutliche Ersparnisse erzielen.

Was die Mengenkomponente des Gasabsatzes betrifft, ist der Absatz im Berichtsjahr – über alle Märkte hinweg – auf 3.603 GWh (Vorjahr: 3.980 GWh) gesunken. Der Absatz aus dem Verkauf von Erdgas und Biogas an Kundinnen und Kunden in Tirol lag bei 2.940 GWh (Vorjahr 2.916 GWh) und damit um 0,8 % höher als im Vorjahr. Der Gasabsatz in Österreich außerhalb Tirols betrug im Berichtsjahr 413 GWh (Vorjahr: 616 GWh), während in Deutschland 231 GWh (Vorjahr: 426 GWh) abgesetzt wurden.

Die Anzahl der belieferten Zählpunkte reduzierte sich um 508. Mit Jahresende 2025 belieferte die TIGAS insgesamt 52.052 Tarifikundinnen und -kunden (Vorjahr: 52.560).

Absatz Fernwärme

Im Geschäftsfeld Fernwärme haben wir unser Engagement weiter verstärkt. Kern dieses Geschäftsbereichs sind die Fernwärmenetze im zentralen Tiroler Siedlungsraum von Wattens über Innsbruck bis Völs. Der Wärmeabsatz betrug in diesem Bereich im Berichtsjahr 185.548 MWh (Vorjahr: 162.350 MWh). Dank der steigenden Nachfrage nach neuen Fernwärmeanschlüssen hat sich die Kundenzahl gegenüber dem Vorjahr um 10,9 % (Vorjahr: 21,7 %) erhöht.

Mit unseren zwei Fernwärmekraftwerken an den Standorten Lienz und Längenfeld haben wir im Geschäftsjahr 2025 insgesamt rund 110 GWh Wärme an Kundinnen und Kunden geliefert (Vorjahr 108 GWh) und damit rund 2 % mehr als im Vorjahr (Vorjahr: 5 %). An den neuen Projektstandorten in Jenbach und Kematen konnten bereits rund 2,6 GWh (Vorjahr: 2,4 GWh) Wärme an Kundinnen und Kunden abgesetzt werden.

Wärmeversorger mit mehr als 20 Endverbrauchern sind gesetzlich verpflichtet, ihre aktuellen Tarifkonditionen monatlich zu veröffentlichen. Wir haben unsere Fernwärmetarife gemäß den Vorgaben des § 89 Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) auf der Plattform waermepreise.at bekanntgegeben.

Gasnetz

Aufgrund europarechtlicher Rahmenbedingungen ist der leitungsgebundene österreichische Energiemarkt vollständig liberalisiert. Davon ausgenommen sind Gas- und Stromnetze, die als natürliche Monopole gesetzlich reguliert sind.

Die Festsetzung der Erlöse im regulierten Gasnetzbetrieb erfolgt durch die Regulierungsbehörde, die Energie-Control Austria. Unter Berücksichtigung der anzuerkennenden Kapital- und Betriebskosten sowie der erwarteten Nutzung der Netze werden die Tarife gemäß allgemein gültigen Grundsätzen durch die Behörde betriebsindividuell festgesetzt.

Die Regulierungssystematik der Gas-Verteilernetzbetreiber für die vierte Regulierungsperiode, die vom 01.01.2023 bis 31.12.2027 dauert, wurde im Vergleich zur dritten Regulierungsperiode in einigen Punkten ange-

passt. Unter anderem wurde die regulatorisch angesetzte Abschreibungsdauer für Neuinvestitionen verkürzt, die generelle Produktivitätsvorgabe reduziert und der Finanzierungskostensatz (WACC) aktualisiert. Für Neuinvestitionen wurde aufgrund der stark veränderten Zinslandschaft ein separater Finanzierungskostensatz eingeführt, um angemessene und notwendige Infrastrukturinvestitionen für eine sichere Gasversorgung zu ermöglichen. Die Systemnutzungsentgelte für das Geschäftsjahr 2025 sind in der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 in der Novelle 2025 festgelegt. Die Netznutzungsentgelte haben sich in Tirol im Geschäftsjahr 2025 auf Netzebene 3 um 6,9 % (Vorjahr: 12,7 %) und auf Netzebene 2 um 15,6 % (Vorjahr: Reduktion um 10,3 %) erhöht. Hauptgründe für die Preissteigerungen sind die hohen Inflationsraten sowie die umfangreichen Netzinvestitionen der vergangenen Jahre und die damit verbundene höhere verzinsten Anlagenbasis und Abschreibung. Eine weitere Ursache für den Anstieg der Entgelte sind die gesunkenen Gasabgabemengen. Neben dem verstärkten Ausstieg aus Gas aus Klimaschutzgründen trugen auch die vergleichsweise milden Winter der vergangenen Jahre wesentlich zum Rückgang des Gasabsatzes bei. Dieser Erlösrückgang bei den Netzbetreibern führt dazu, dass die Netzkosten künftig auf einen niedrigeren Verbrauch umgelegt werden müssen. Unabhängig von diesen steigenden Gasnetzgebühren besteht nach wie vor eine gesetzliche Anschlussverpflichtung für den Gasnetzbetreiber.

Die bisher vom Gasnetzbetreiber nach dem Nationalen Emissionszertifikatehandelsgesetz (NEHG 2022) verrechnete CO₂-Abgabe, ein zentraler Bestandteil der österreichischen Klimapolitik, betrug im Geschäftsjahr 2025 € 55 je Tonne CO₂ (Vorjahr: € 45 je Tonne CO₂). Ab dem 01.01.2025 ist die Pflicht zur Zahlung und Weiterverrechnung der Abgabe vom Gasnetzbetreiber auf den Gasversorger übergegangen. Für die Kundinnen und Kunden hat sich dadurch nichts geändert. Unter Berücksichtigung des Zertifikatspreises für das Geschäftsjahr 2025 von € 55 je Tonne ergab sich eine CO₂-Abgabe von 0,9932 ct/kWh, die versorgerseitig in Rechnung gestellt wurde. Mit der Novellierung des NEHG 2022 (BGBl I Nr. 60/2024) wurden die rechtlichen Voraussetzungen für eine Anpassung des bestehenden Gesetzes an das Emissionshandelssystem mit der Bezeichnung EU-ETS 2 geschaffen. Nach der Überführung in das

EU-ETS-2-System wird das NEHG 2022 mit 31.12.2027 auslaufen. Nach der Implementierungsphase folgt die Bepreisungsphase ab 2028 mit der Versteigerung von Emissionszertifikaten. Ein Preisstabilitätsmechanismus ist für den Start vorgesehen.

Zusätzlich zur Erhöhung der CO₂-Abgabe von € 45 je Tonne CO₂ auf € 55 je Tonne CO₂ ist mit dem Beginn des Geschäftsjahres nach zweijähriger Reduktion auch die Erdgasabgabe von 0,01196 €/Nm³ auf 0,066 €/Nm³ angestiegen. Konkret bedeutet das eine Erhöhung der CO₂-Abgabe um 0,23 ct/kWh brutto und der Erdgasabgabe um rund 0,65 ct/kWh brutto.

Für einen Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 15.000 kWh ergibt sich daraus eine Mehrbelastung von rund € 10 pro Monat. Die deutsche Gasspeicherumlage in Höhe von zuletzt 0,30 ct/kWh brutto ist hingegen ab 01.01.2025 entfallen, was eine Entlastung von rund € 4 pro Monat für einen Haushalt mit 15.000 kWh Jahresverbrauch bedeutet.

Bereits im Vorjahr hat die Salzburg Netz GmbH mit dem Bau des Zusammenschlusses der Gasleitungen von Westösterreich nach Ostösterreich begonnen. Der Lückenschluss wird voraussichtlich 2027 erfolgen. Mit der Fertigstellung wird es zudem möglich sein, die Speichermengen aus dem Gasvorrat im Speicher Haidach direkt nach Tirol auszuleiten. Damit würde sich die Versorgungssicherheit in den Bundesländern Tirol und Salzburg deutlich verbessern. Im Notfall könnte über die neue Leitung täglich rund ein Drittel des Tiroler Gesamtbedarfs und somit der Bedarf aller schützenswerten Kundinnen und Kunden in Tirol abgedeckt werden.

Das Gasnetz befindet sich derzeit in einer umfassenden Transformationsphase. Der gesellschaftliche Trend hin zu einer emissionsarmen und ressourcenschonenden Wirtschaft wird eine Weiterentwicklung sowie eine teilweise Umrüstung der Gasinfrastruktur erforderlich machen. Diese Umstellung ist gegenwärtig weder abgeschlossen noch bestehen bereits einheitliche Normen für netzgebundene alternative Nutzungen. Als Reaktion auf diese Rahmenbedingungen hat die Regulierungsbehörde bereits vor zwei Jahren die Nutzungsdauer für Neuinvestitionen in das Gasnetz auf 20 Jahre festge-

legt. Ein rechtssicherer Ordnungsrahmen bleibt auch künftig von zentraler Bedeutung, um die rechtzeitige und koordinierte Umstellung des Gasnetzes zu ermöglichen.

Auch in diesem Geschäftsjahr lagen die stark eingeschränkten Bautätigkeiten im Bereich Gas Netz unter Plan. Im Geschäftsjahr 2025 haben wir insgesamt € 2,8 Mio in die Gas-Flächenversorgung (Vorjahr: € 2,6 Mio) sowie € 3,2 Mio in Gas-Stichleitungen (Vorjahr: € 2,9 Mio) investiert. Insgesamt hat die TIGAS rund 3,5 km Flächenversorgungsleitungen (Vorjahr: 3,7 km), davon rund 1,4 km Hausanschlussleitungen (Vorjahr: 1,8 km), verlegt. Unter Einbeziehung der Stichleitungen wurde das regulierte Gasnetz im Berichtsjahr um 4,4 km (Vorjahr: 3,7 km) auf eine Gesamtlänge von 3.978 km (Vorjahr: 3.974 km) erweitert. Mit Ende des Berichtsjahres versorgte die TIGAS Haushalte sowie Gewerbe- und Industriebetriebe in rund 167 Tiroler Gemeinden.

Nach der weitestgehend abgeschlossenen Fertigstellung der Grundstruktur des Gasversorgungssystems in den zentralen Tiroler Siedlungs- und Industriegebieten konzentrieren sich unsere Bauaktivitäten im Wesentlichen auf die Verdichtung sowie auf kapazitätsbedingte Verstärkungen der Gasnetze. Im Berichtsjahr haben wir € 7,0 Mio (Vorjahr: € 6,9 Mio) in die Gasinfrastruktur investiert.

Fernwärmenetze

Ziel der Fernwärmenetze ist es, umweltfreundliche, vorwiegend aus zuvor ungenutzter industrieller Abwärme und aus Biomasse gewonnene Wärme für Heizzwecke und die Warmwasserbereitung nutzbar zu machen. Das Fernwärmenetz verbindet lokale Nahwärmenetze und Heizzentralen untereinander und erhöht dadurch sowohl die Versorgungssicherheit als auch die Gesamteffizienz des Systems. Seit dem Geschäftsjahr 2022 errichten wir in der Gemeinde Jenbach ein Fernwärmenetz, mit dem wir unsere Kundinnen und Kunden künftig mit industrieller Abwärme versorgen.

In der ersten Ausbaustufe haben wir im Vorjahr eine Abwärmeübergabestation in Betrieb genommen, über die unser Netz ausschließlich mit betrieblicher Abwärme eines Industriebetriebs gespeist wird. In der zweiten Ausbaustufe planen wir, zusätzlich die Abwärme aus

dem Elektrolyseprozess einer neuen Wasserstoffherstellungsanlage zu nutzen. Damit können wir eine Vielzahl erneuerbarer Energiequellen in die Wärmeversorgung integrieren und die Sektorkopplung weiter vorantreiben.

In Kooperation mit der Gemeinde Kematen haben wir seit dem Geschäftsjahr 2022 mit der Verlegung einer Fernwärmeleitung begonnen und bereits erste Interessentinnen und Interessenten angeschlossen. Ausgehend von dieser Hauptleitung erschließen wir die Gemeinde und versorgen sie mit regenerativer Fernwärme.

Um die Gemeinde auch künftig sicher und umweltfreundlich mit Wärme aus heimischem Holz zu versorgen und zusätzlich in das regionale Fernwärmenetz Wattens – Innsbruck – Kematen einspeisen zu können, planen wir den Bau eines Biomasseheizwerks. Das Projekt ist ein Schlüssel zur nachhaltigen Wärmeversorgung und Dekarbonisierung im Tiroler Zentralraum. Nach der Umwidmung des Grundstücks 2024 und dem positiven Abschluss des Bau- und Naturschutzverfahrens 2025 wird der Baustart im Geschäftsjahr 2026 angestrebt.

Die hocheffiziente Anlage soll in der Heizsaison 2027/2028 in Betrieb genommen werden, eine Wärmeleistung von bis zu 20 MW bereitstellen und rund 120.000 MWh Wärme pro Jahr erzeugen.

Im Berichtsjahr haben wir als Fernwärmeversorger in Summe € 16,7 Mio (hiervon entfallen € 6,3 Mio auf TINEXT und € 10,4 Mio auf TIGAS) in die Optimierung und Erweiterung unserer Fernwärmeinfrastruktur investiert (Vorjahr: € 18,2 Mio). In Summe verfügen wir derzeit über ein Fernwärmenetz mit einer Trassenlänge von 77 km (TIGAS) sowie zwei Biomasseheizwerke und fünf Fern- bzw. Nahwärmenetze mit einer Trassenlänge von 85 km (TINEXT).

Im Geschäftsjahr 2025 haben wir basierend auf einem Gutachten zur Überprüfung der Werthaltigkeit den Geschäftsbereich „Fernwärme“ der TIGAS außerplanmäßig abgeschrieben.

Photovoltaik

Die Photovoltaik stellt neben der Wasserkraft die einzige im relevanten Umfang ausbaufähige erneuerbare Energiequelle in Tirol dar. Aufbauend auf dem Ziel des

Landes Tirol, den Energiebedarf bis 2050 vollständig aus heimischen, erneuerbaren Ressourcen klimaschonend zu decken, forcieren wir den Ausbau der Photovoltaik als zentraler Ansprechpartner und Dienstleister.

Wir bieten ein bedarfsgerechtes und zukunftsfähiges Produktportfolio für Photovoltaik-Lösungen in allen Kundensegmenten – inklusive Projektierung, Bau und Betrieb.

Wir errichten und betreiben Photovoltaikanlagen im Pachtmodell sowie als eigene Freiflächenanlagen oder Volleinspeiseanlagen. Darüber hinaus engagieren wir uns im Rahmen von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen.

Mit unserem Gemeinschaftsmodell „TINEXT – Unsere Sonne“ errichten, finanzieren und betreiben wir gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen auf Mehrparteienhäusern.

Damit versorgen wir die teilnehmenden Berechtigten bedarfsgerecht mit selbsterzeugtem, günstigem PV-Strom. Der produzierte Strom dient überwiegend der Eigenversorgung im Gebäude; ein eventueller Überschuss wird in das öffentliche Netz eingespeist. Reicht der eigenproduzierte Strom nicht aus, wird automatisch Strom aus dem Netz bezogen, damit der Bedarf zu jeder Zeit gedeckt ist.

Mit unserem Pachtmodell „TINEXT – Meine Sonne business“ übernehmen wir für unsere Geschäftskundinnen und -kunden die energiewirtschaftlich-technische Planung, die Errichtung, den Betrieb sowie die Wartung der PV-Anlage. Unsere Geschäftspartner stellen die Dachflächen langfristig zur Verfügung, pachten die PV-Anlage von uns und verfügen über den gesamten erzeugten PV-Strom – einschließlich des ins Netz eingespeisten Überschusses.

Das Pachtmodell steht in zwei Varianten in Form eines verbrauchsabhängigen Pachtzinses oder als jährlich zu entrichtendem Festpreis. Am Ende der Vertragslaufzeit geht die PV-Anlage in das Eigentum der Geschäftspartner über.

Die Unsicherheit über die zukünftige Förderlandschaft für PV-Anlagen zeigt bereits Auswirkungen: Der PV-Ausbau in Tirol ist gegenüber den Vorjahren rückläufig. Unabhängig davon haben wir im Berichtsjahr gemeinsam mit

Industrie- und Gewerbepartnern sowie mit gemeinnützigen und privaten Wohnbauträgern 13 PV-Projekte umgesetzt – davon sieben Pachtanlagen und sechs gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen. Mit diesen Projekten wurden auf rund 8.050 m² Dachflächen etwas mehr als 0,805 MWp Gesamtleistung in Betrieb genommen. Damit verfügen wir derzeit über eine gesamte PV-Leistung von 6,545 MWp.

Seit dem Geschäftsjahr 2023 errichten und betreiben wir Contracting-PV-Anlagen für das Land Tirol. Der erzeugte Strom wird überwiegend direkt an den jeweiligen Standorten genutzt; allfällige Überschussmengen wurden bisher in die OeMAG-Bilanzgruppe eingespeist und mit einer variierenden Marktpremie vergütet. Zur weiteren Optimierung haben wir im Berichtsjahr gemeinsam mit Partnern eine Bürgerenergiegemeinschaft (BEG) in der Rechtsform einer Genossenschaft gegründet. Derzeit sind 15 PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 2,086 MWp auf Landesgebäuden installiert, die verbaute Fläche beträgt rund 10.000 m².

Elektromobilität

Mit der Errichtung und dem Betrieb von Ladesystemen leisten wir einen wichtigen Beitrag zur nachhaltigen Mobilität. Als E-Mobilitäts-Provider errichten und betreiben wir bedarfs- und anforderungsgerechte, roamingfähige Ladesysteme im öffentlichen, halböffentlichen und privaten Bereich.

Unser Fokus liegt auf der Akquise und Errichtung von DC-Schnellladesystemen. Bei der Umsetzung der Projekte kommt es derzeit aufgrund langer Wartezeiten bei Netz-Zusagen zu Verzögerungen.

Im Geschäftsjahr 2025 haben wir 77 neue öffentliche Ladepunkte für E-Autos errichtet und in Betrieb genommen, davon 37 Schnellladesysteme. Die Investitionen in den Ausbau der Ladeinfrastruktur zugunsten der Elektromobilität betrugen im Berichtsjahr € 2,2 Mio und waren damit um € 1,2 Mio über dem Vorjahreswert. Aktuell betreiben wir insgesamt 853 Ladepunkte und sind damit die größte Ladeinfrastrukturbetreiberin Tirols. Im Geschäftsjahr 2025 konnten wir rund 3,4 GWh an Ladestrom absetzen. Am Standort Kufstein errichten wir derzeit einen Ladepark, der in der ersten Ausbaustufe acht Schnellladepunkte umfasst.

Wasserstoff

Zur Erreichung der Klimaziele wird Wasserstoff ein zentraler Baustein des zukünftigen Energiesystems. Im Geschäftsfeld „Wasserstoff: P2X Jenbach“ haben wir bereits im Geschäftsjahr 2022 einen Kooperationsvertrag mit unserem Kooperationspartner abgeschlossen. Das Projekt sieht die Errichtung und den Betrieb einer Wasserstofferzeugungsanlage vor, die vorrangig der Entwicklung wasserstoffbetriebener Gasmotoren in Jenbach dient. Während unser Kooperationspartner auf eigene Kosten und nach Einräumung eines entsprechenden Baurechts durch uns die Elektrolyseanlage samt Nebenanlagen errichtet, übernehmen wir den Bau des Terminals für Verdichtung und Speicherung sowie die Wasserstoffpipeline zwischen der Produktionsanlage und der Übergabestelle am Betriebsgrundstück.

2.4. Beteiligungen und Sonstiges

Im Geschäftsjahr 2024 erzielte Verbund mit € 1,88 Mrd ein um 17,2 % geringeres Konzernergebnis im Vergleich zum Vorjahr. Laut Beschlussvorschlag des Vorstands und des Aufsichtsrats hat die Hauptversammlung am 29.04.2025 beschlossen, zu Lasten des verteilungsfähigen Bilanzgewinnes je Stückaktie eine Dividende von € 2,80 pro Aktie auszuschütten. Auf Basis dieses Beschlusses haben wir eine Dividende in Höhe von € 79,9 Mio (Vorjahr: € 118,5 Mio) als Beteiligungsertrag erfasst.

Auf der am 27.06.2025 stattgefundenen ordentlichen Hauptversammlung der Innsbrucker Kommunalbetriebe AG wurde beschlossen, vom Bilanzgewinn des Geschäftsjahres 2024 € 35,3 Mio (Vorjahr: € 13,0 Mio) auszuschütten. Von diesem Gesamtbetrag entfiel auf uns eine Dividende in Höhe von € 17,4 Mio (Vorjahr: € 6,5 Mio).

In der ordentlichen Hauptversammlung der Energie AG Oberösterreich vom 17.12.2025 wurde für das Geschäftsjahr 2024/2025 die Ausschüttung einer Dividende in Höhe von € 0,60 je Stückaktie (Vorjahr: € 0,75 je Stückaktie) beschlossen. Auf uns entfiel eine Ausschüttung in Höhe von € 4,4 Mio (Vorjahr: € 5,5 Mio).

In der Generalversammlung der VERBUND Hydro Power GmbH vom 23.04.2025 wurde eine Ausschüttung von insgesamt € 1,5 Mrd (Vorjahr: € 1,9 Mrd) beschlossen. Auf uns entfielen € 3,3 Mio (Vorjahr: € 4,2 Mio).

3. VERMÖGENS-, FINANZ- UND ERTRAGSLAGE (EINZELABSCHLUSS)

Ertragslage (Einzelabschluss)

Im Geschäftsjahr 2025 betrug der Umsatz € 1.639,2 Mio und lag damit um € 155,3 Mio unter dem Vorjahreswert (Vorjahr: € 1.794,4 Mio). Das operative Ergebnis erhöhte sich hingegen um € 7,2 Mio auf € 332,0 Mio (Vorjahr: € 324,8 Mio).

Die Umsatzerlöse setzen sich wie folgt zusammen:

	2025		2024		Veränderung zum Vorjahr	
	in Mio €	in %	in Mio €	in %	in Mio €	in %
Stromgeschäft	1.267,8	77,4	1.412,7	78,7	-144,9	-10,3
Gasgeschäft	175,2	10,7	202,9	11,3	-27,7	-13,7
Pachterlöse	161,5	9,9	142,0	7,9	19,5	13,7
Sonstige Umsatzerlöse	34,6	2,1	36,7	2,1	-2,2	-5,9
SUMME Umsatzerlöse	1.639,2	100,0	1.794,3	100,0	-155,3	-8,7

Sowohl die Umsätze im Stromgeschäft als auch jene im Gasgeschäft sind im Berichtsjahr gesunken. Die Stromerlöse fielen auf € 1.267,8 Mio und lagen damit um € 144,9 Mio unter dem Vorjahreswert (Vorjahr: € 1.412,7 Mio). Diese Umsatzentwicklung ist vor allem auf rückläufige Strompreise zurückzuführen, die Haushaltskunden, Sondervertragskunden und Weiterverteilern verrechnet wurden. An den Spotmärkten und Börsen wurden zwar höhere Preise erzielt, jedoch gingen die verkauften Mengen zurück, sodass auch in diesen Bereichen insgesamt geringere Umsätze im Vergleich zum Vorjahr erwirtschaftet wurden.

Insgesamt stammten im Berichtsjahr rund 77,7 % (Vorjahr: 76,1 %) der Umsatzerlöse aus dem Inland, während die restlichen 22,3 % (Vorjahr: 23,9 %) im Ausland erwirtschaftet wurden. Die aktivierten Eigenleistungen lagen mit € 41,8 Mio um 3,6 % über dem Vorjahresniveau (€ 40,3 Mio). Die Aktivierungen stehen überwiegend im Zusammenhang mit unseren Kraftwerksinvestitionen sowie mit laufenden und abgeschlossenen Projekten. Die sonstigen betrieblichen Erträge haben sich im Geschäftsjahr 2025 von € 29,3 Mio auf € 25,4 Mio vermindert. Der Rückgang ist im Wesentlichen auf die geringeren übrigen sonstigen betrieblichen Erträge zurückzuführen.

Die Betriebsaufwendungen zeigen folgendes Bild:

	2025		2024		Veränderung zum Vorjahr	
	in Mio €	in %	in Mio €	in %	in Mio €	in %
Aufwand für Energiebezug	1.004,6	73,1	1.143,3	74,3	-138,8	-12,1
Personalaufwand	144,8	10,5	176,1	11,4	-31,4	-17,8
Abschreibungen	107,7	7,8	112,0	7,3	-4,3	-3,9
Sonstiger betrieblicher Aufwand	117,4	8,6	107,4	7,0	10,0	9,3
SUMME Betriebliche Aufwendungen	1.374,5	100,0	1.538,8	100,0	-164,5	-10,7

Der Aufwand für Energiebezug, der sich im Berichtsjahr aus einem Fremdstrombezug in Höhe von € 771,9 Mio (Vorjahr: € 818,9 Mio) und einem Gasbezug in Höhe von € 178,9 Mio (Vorjahr: € 172,4 Mio) zusammensetzt, lag mit € 138,8 Mio deutlich unter dem Niveau des Vorjahres (Vorjahr: € 1.143,3 Mio). Der Rückgang ist vor allem auf die im Vergleich zum Vorjahr geringeren Beschaffungspreise an den Energiemärkten zurückzuführen.

Der Personalaufwand lag mit € 144,8 Mio (Vorjahr: € 176,1 Mio) um € 31,4 Mio unter dem Vorjahreswert. Im Berichtsjahr wurden die Löhne und Gehälter gemäß Kollektivvertrag zwischen 3,3 % und 3,5 % erhöht (Vorjahr: 7,8 % bzw. 8,4 %).

Aufgrund des Anstiegs der Mitarbeiterzahl sowie der kollektivvertraglichen Erhöhungen – ohne Berücksichtigung von Sondereffekten – sind die laufenden Löhne und Gehälter von € 127,3 Mio auf € 137,0 Mio gestiegen. Die Aufwendungen für Altersversorgung sind im Berichtsjahr um € 49,6 Mio geringer als im Jahr davor. Der Unterschiedsbetrag resultiert überwiegend aus reduzierten kalkulatorischen Nachschüssen, geringeren Valorisierungen sowie höheren Rechnungszinsen und erwarteten Pensionskassenerträgen aus ausgelagerten Pensionszusagen. Zusätzlich wurden Pensionsrückstellungen ertragswirksam aufgelöst. In Summe wurde im

Berichtsjahr ein Ertrag aus Aufwendungen für Altersversorgungen in Höhe von € 33,1 Mio erzielt (Vorjahr Aufwand: € -16,6 Mio).

Die Abschreibungen haben sich gegenüber der Vorjahresperiode um € 4,3 Mio auf € 107,7 Mio (Vorjahr: € 112,0 Mio) vermindert.

Während sich die planmäßigen Abschreibungen bei den immateriellen Vermögensgegenständen und im Sachanlagevermögen infolge zusätzlicher Investitionen um € 8,5 Mio auf € 103,9 Mio erhöht haben (Vorjahr: € 95,4 Mio), sind die außerplanmäßigen Abschreibungen um € 12,8 Mio auf € 3,7 Mio zurückgegangen (Vorjahr: € 16,5 Mio). Aufgrund unseres engagierten Investitionsprogrammes und der damit verbundenen zukünftigen Inbetriebnahme von Kraftwerken werden die planmäßigen Abschreibungen auf Sachanlagen auch in den kommenden Jahren erwartungsgemäß weiter zunehmen.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen lagen mit € 117,4 Mio um € 10,0 Mio über dem Niveau des Vorjahres (Vorjahr: € 107,4 Mio). Ein wesentlicher Grund für diese Zunahme ist die Bildung einer Drohverlustrückstellung aus einer vertraglichen Verpflichtung.

Das Finanzergebnis gliedert sich wie folgt:

	2025 in Mio €	2024 in Mio €	Veränderung zum Vorjahr in Mio € in %	
Beteiligungserträge	110,4	143,6	-33,3	-23,2
Übrige Finanzerträge	33,3	20,4	12,9	63,4
Aufwendungen aus Finanzanlagen	-0,6	-65,5	65,0	-99,1
Zinsaufwendungen	-40,8	-50,4	9,6	-19,0
SUMME Finanzergebnis	102,3	48,1	54,1	>100

Die Beteiligungserträge reduzierten sich um € 33,3 Mio auf € 110,4 Mio (Vorjahr: € 143,6 Mio). Hauptursache für diesen Rückgang ist die im Geschäftsjahr 2025 bezogene Dividende der Verbund AG in Höhe von € 79,9 Mio (Vorjahr: € 118,5 Mio). In den übrigen Finanzerträgen sind im Berichtsjahr die Wertaufholung der Finanzan-

lagen in Höhe von € 6,4 Mio (Vorjahr: € 0,8 Mio) sowie Zinserträge aus den Veränderungen der rechnermäßigen Zinsen sowie die Änderungen der Rechnungszinssätze der Sozialkapitalrückstellungen in Höhe von € 16,1 Mio (Vorjahr: € 6,9 Mio) enthalten.

Die Position Aufwendungen aus Finanzanlagen, die sich aus der Ergebnisüberrechnung einer Konzerntochter zusammensetzt, betrug € 0,6 Mio. Im Vorjahr war unter dieser Position zusätzlich eine außerplanmäßige Abschreibung von Anteilen an einem Tochterunternehmen in Höhe von € 65,0 Mio enthalten, sodass die Aufwendungen aus Finanzanlagen im Vorjahr mit € 65,5 Mio ausgewie-

sen wurden. Die Zinsaufwendungen beliefen sich im Geschäftsjahr auf € 40,8 Mio (Vorjahr: € 50,4 Mio), davon entfielen € 18,2 Mio (Vorjahr: € 29,5 Mio) auf Veränderungen der rechnungsmäßigen Zinsen sowie die Änderungen der Rechnungszinssätze der Sozialkapitalrückstellungen.

Wesentliche Positionen zur Ertragslage:

	2025	2024	Veränderung zum Vorjahr	
	in Mio €	in Mio €	in Mio €	in %
Betriebsergebnis	332,0	324,8	7,2	2,2
Finanzergebnis	102,3	48,1	54,1	>100
Ergebnis vor Steuern	434,3	372,9	61,4	16,4
Jahresüberschuss	372,2	289,9	82,3	28,4

Das operative Ergebnis ist um € 7,2 Mio auf € 332,0 Mio gestiegen (Vorjahr: € 324,8 Mio) und das Finanzergebnis hat sich insgesamt um € 54,1 Mio auf € 102,3 Mio erhöht (Vorjahr: € 48,1 Mio). Hauptgrund für diese Zunahme ist, dass im Vorjahr im Finanzergebnis eine außerplanmäßige Abschreibung von Anteilen an einem Tochterunternehmen in Höhe von € 65 Mio enthalten war. Nach Abzug der Ertragsteuern in Höhe von € 62,1 Mio (Vorjahr: € 83,0 Mio) wurde im Geschäftsjahr 2025 ein im Vergleich zum Vorjahr deutlich höherer Jahresüberschuss von € 372,2 Mio erzielt (Vorjahr: € 289,9 Mio).

Vermögens- und Kapitalstruktur (Einzelabschluss)

Die Vermögens- und Kapitalstruktur hat sich im Berichtsjahr wie folgt entwickelt:

Vermögensstruktur (Einzelabschluss)	2025		2024		Veränderung zum Vorjahr	
	in Mio €	in %	in Mio €	in %	in Mio €	in %
Langfristig gebundenes Vermögen						
Anlagevermögen	4.097,5	87,7	3.662,4	86,6	435,1	11,9
Langfristige Forderungen und Vermögensgegenstände	61,4	1,3	69,4	1,6	-8,0	-11,5
Kurzfristig gebundenes Vermögen						
Vorräte	23,2	0,5	39,4	0,9	-16,3	-41,2
Kurzfristige Forderungen und Vermögensgegenstände	426,0	9,1	352,0	8,4	74,0	21,0
Flüssige Mittel	61,9	1,3	107,7	2,5	-45,8	-42,5
SUMME Bilanzsumme	4.670,0	100,0	4.230,9	100,0	439,1	10,4

Die Bilanzsumme erhöhte sich im Vergleich zum Vorjahr um € 439,1 Mio auf € 4.670,0 Mio (Vorjahr: € 4.230,9 Mio). Diese Zunahme ist überwiegend auf die sehr hohen Investitionen in das Sachanlagevermögen zurückzuführen. Wegen unseres ambitionierten Investitionsprogramms erhöhte sich auf der Aktivseite das Anlagevermögen um € 435,1 Mio auf € 4.097,5 Mio (Vorjahr: € 3.662,4 Mio). Im Berichtsjahr sind die Sachanlagen insgesamt um € 419,7 Mio (Vorjahr: € 301,8 Mio) angestiegen. Wie bereits im Vorjahr ist dieser Anstieg zu einem großen Teil auf die Investitionen in den Wasserkraftausbau in Tirol zurückzuführen. Im Geschäftsjahr 2025 haben wir insgesamt € 543,7 Mio (Vorjahr: € 405,3 Mio) in das immaterielle Anlagevermögen und in das Sachanlagevermögen investiert.

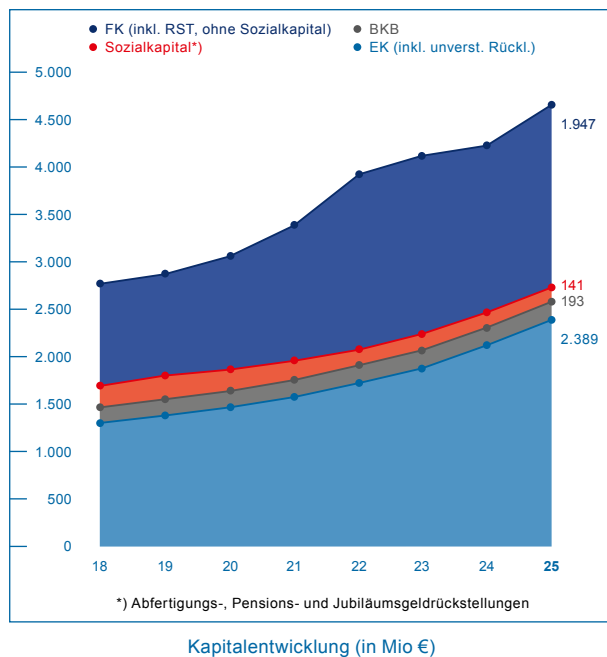
Die Zugänge setzen sich aus Investitionen in den Erzeugungsbereich in Höhe von € 407,0 Mio (Vorjahr: € 263,3 Mio) sowie in den Netzbereich in Höhe von € 116,8 Mio (Vorjahr: € 133,5 Mio) zusammen. Für geleistete Anzahlungen und Anlagen in Bau wurden im Berichtsjahr € 443,2 Mio (Vorjahr: € 325,9 Mio) investiert.

Das kurzfristig gebundene Vermögen erhöhte sich im Vergleich zum Vorjahr um € 12,0 Mio auf € 511,1 Mio (Vorjahr: € 499,1 Mio). Die flüssigen Mittel beliefen sich zum Bilanzstichtag auf € 61,9 Mio (Vorjahr: € 107,7 Mio) und lagen damit um € 45,8 Mio unter dem Vorjahreswert. Der Anstieg der kurzfristig gebundenen Forderungen und Vermögensgegenständen ist im Wesentlichen auf höhere Kundenforderungen außerhalb Tirols, Forderungen gegenüber Lieferanten und höheren Steuerforderungen zurückzuführen.

Aufgrund der beschriebenen Maßnahmen nahm das kurzfristige Vermögen im Verhältnis zum langfristigen Vermögen ab. Konkret sind 89,1 % (Vorjahr: 88,2 %) des Vermögens langfristig gebunden, während sich die verbliebenen 10,9 % (Vorjahr: 11,8 %) auf kurzfristig gebundene Vermögensgegenstände beziehen.

Die Kapitalstruktur gibt Aufschluss über die Herkunft, Zusammensetzung sowie die Art und Fristigkeit des eingesetzten Kapitals. Die Kapitalstruktur der TIWAG stellt sich wie folgt dar:

Kapitalstruktur (Einzelabschluss)	2025		2024		Veränderung zum Vorjahr	
	in Mio €	in %	in Mio €	in %	in Mio €	in %
Langfristige Finanzierungsmittel						
Eigenkapital	2.389,4	51,2	2.127,2	50,3	262,2	12,3
Investitionszuschüsse und Baukostenbeiträge	202,6	4,3	197,9	4,7	4,7	2,4
Langfristige Rückstellungen	197,7	4,2	199,6	4,7	-1,9	-1,0
Langfristige Verbindlichkeiten	1.044,4	22,4	919,8	21,7	124,6	13,6
Kurzfristige Finanzierungsmittel						
Kurzfristige Rückstellungen	418,9	9,0	412,2	9,7	6,6	1,6
Kurzfristige Verbindlichkeiten und Rechnungsabgrenzungen	417,0	8,9	374,1	8,8	42,9	11,5
SUMME Bilanzsumme	4.670,0	100,0	4.230,9	100,0	439,1	10,4



Kapitalentwicklung (in Mio €)

Zum Bilanzstichtag belief sich unser Eigenkapital auf € 2.389,4 Mio (Vorjahr: € 2.127,2 Mio) und lag damit um € 262,2 Mio über dem Vorjahreswert. Vom Jahresüberschuss in Höhe von € 372,2 Mio (Vorjahr: € 289,9 Mio) wurden € 222,0 Mio (Vorjahr: € 179,6 Mio) thesauriert; die verbleibenden € 150,5 Mio (Vorjahr: € 110,3 Mio) wurden als Bilanzgewinn ausgewiesen. Gegenläufig wirkte die im Geschäftsjahr 2025 ausgeschüttete Dividende in Höhe von € 110,0 Mio (Vorjahr: € 50,5 Mio). Die Bilanzsumme stieg aufgrund der hohen Investitionstätigkeit auf € 4.670,0 Mio (Vorjahr: € 4.230,9 Mio). Dadurch erhöhte sich die Eigenkapitalquote im Vergleich zum Vorjahr und beträgt zum Bilanzstichtag 51,2 % (Vorjahr: 50,3 %).

Die langfristigen Rückstellungen und Verbindlichkeiten erhöhten sich um € 122,7 Mio und beliefen sich zum Bilanzstichtag auf € 1.242,1 Mio (Vorjahr: € 1.119,4 Mio). Der Anstieg resultiert überwiegend aus der Aufnahme von langfristigen Fremdfinanzierungsmitteln zur Finanzierung unserer Investitionen. Darüber hinaus erhöhten sich die kurzfristigen Rückstellungen und Verbindlichkeiten im Geschäftsjahr 2025 um € 49,5 Mio auf € 835,9 Mio (Vorjahr: € 786,4 Mio). Die Barvorlagen beliefen sich zum Bilanzstichtag auf € 90 Mio (Vorjahr: € 0).

Finanzlage (Einzelabschluss)

Cashflow und liquide Mittel entwickelten sich im Berichtsjahr wie folgt:

	2025 in Mio €	2024 in Mio €
Netto-Geldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit		
Ergebnis vor Steuern	434,3	372,9
+/- Abschreibungen / Zuschreibungen	101,3	176,2
-/+ Gewinne / Verluste Anlagenabgang	-0,1	0,1
+/- Baukostenbeiträge, Investitionszuschüsse	4,7	3,1
-/+ Beteiligungserträge, Zinsertrag, Zinsaufwand	-92,3	-125,5
+/- sonstige zahlungsunwirksame Positionen	-2,5	-2,6
Netto-Geldfluss aus dem betrieblichen Ergebnis	445,4	424,2
-/+ Vorräte / Forderungen, andere Aktiva	-31,5	185,1
+/- Rückstellungen	-19,1	-91,7
+/- Verbindlichkeiten, andere Passiva	-56,2	-19,1
Netto-Geldfluss betriebliche Tätigkeit vor Steuern	338,5	498,5
-/+ Zahlungen Ertragsteuern	-28,9	-50,1
Netto-Geldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit	309,6	448,4
Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit		
+ Einzahlungen aus Sachanlagenabgang	0,9	0,8
+ Einzahlungen aus Finanzanlagenabgang	6,5	11,4
- Auszahlungen für Anlagenzugang	-543,7	-405,3
- Auszahlungen Finanzanlagenzugang	0,0	-7,4
+ Einzahlungen Beteiligungs- / Zinserträge	114,9	146,3
Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit	-421,5	-254,2
Netto-Geldfluss aus der Finanzierungstätigkeit		
- ausbezahlte Ausschüttungen	-110,0	-50,5
+ Einzahlungen Anleihen, Kredite	155,0	95,0
- Tilgung Anleihen, Kredite	-42,5	-66,9
+/- Sonstige Ein- und Auszahlungen	-86,2	-95,0
- Auszahlungen Zinsen	-22,7	-20,8
Netto-Geldfluss aus der Finanzierungstätigkeit	66,1	-138,2
Zahlungswirksame Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	-45,8	56,0
Zahlungsmittel am Beginn der Periode	107,6	51,6
SUMME Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente am Ende der Periode	61,9	107,6

Die wichtigste Finanzierungsquelle ist der Netto-Geldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit. Der Netto-Geldfluss aus dem betrieblichen Ergebnis ist im Geschäftsjahr 2025 angestiegen, da sich die operative Ertragslage deutlich verbessert hat. Im Gegensatz dazu hat sich das Working Capital im Vergleich zum Vorjahr verringert. Die Beteiligungserträge der Verbund AG sind – wie bereits im Vorjahr – im Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit ausgewiesen. Insgesamt reduzierte sich damit der Netto-Geldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit um € 139,1 Mio auf € 309,6 Mio (Vorjahr: € 448,7 Mio).

Aus der Investitionstätigkeit resultierte ein Mittelabfluss in Höhe von € 421,5 Mio (Vorjahr: € 254,2 Mio). Damit lag der Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit im Berichtsjahr um € 167,3 Mio über dem Wert des Vorjahres. Diese Entwicklung ergibt sich im Wesentlichen aus zwei gegenläufigen Entwicklungen. Hauptursache für den Anstieg sind die Auszahlungen für den Anlagezugang, die sich auf € 543,7 Mio (Vorjahr: € 405,3 Mio) beliefen. Demgegenüber reduzierten sich die Zuflüsse aus Beteiligungs-, Zins- und Wertpapiererträgen von € 146,3 Mio auf € 114,9 Mio. Ausschlaggebend für die höheren Auszahlungen waren insbesondere die umfangreichen Investitionen in Sachanlagen, vor allem im Zusammenhang mit dem Ausbau der Wasserkraft in Tirol sowie dem regulierten Netzbereich.

Die Finanzierungstätigkeit führte insgesamt zu einem Liquiditätszufluss in Höhe von € 66,1 Mio (Vorjahr: € -138,2 Mio). Der Netto-Geldfluss aus der Finanzierungstätigkeit resultierte im Wesentlichen aus der Dividendenausschüttung in Höhe von € -110,0 Mio (Vorjahr: € -50,5 Mio), der Neuaufnahme langfristiger Bankverbindlichkeiten in Höhe von € 155,0 Mio (Vorjahr: € 95,0 Mio), der Aufnahme von kurzfristigen Barvorlagen in Höhe von € 90,0 Mio (Vorjahr: € 0) sowie der Tilgung von Bankdarlehen in Höhe von € -42,9 Mio (Vorjahr: € -66,9 Mio).

Die dargestellten Zahlungsströme aus der Geschäfts-, Investitions- und Finanzierungstätigkeit führten dazu, dass sich unser Liquiditätsstand um € -45,8 Mio (Vorjahr: € 56,0 Mio) verringerte.

Aufgrund unseres guten Zugangs zu den Kapitalmärkten können wir unseren Liquiditätsbedarf trotz des anhaltend hohen Investitionsprogramms problemlos decken. Dieser Umstand ist sowohl auf unser Geschäftsmodell, das ein nachhaltiges und profitables Wachstum generiert, als auch auf unsere gute Bonität zurückzuführen, die durch das im Geschäftsjahr 2025 bestätigte Rating von S&P Global mit A+/Stable untermauert wird. Im Mutterunternehmen, der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG, führen wir einen Cashpool für den Konzern. Damit beschaffen und sichern wir die kurzfristige Liquidität sowohl für das Unternehmen selbst als auch für unsere Gesellschaften. Der langfristige Finanzierungsbedarf unserer Tochterunternehmen wird im Konzern über Gesellschafterdarlehen gedeckt.

4. VERMÖGENS-, FINANZ- UND ERTRAGSLAGE (KONZERNABSCHLUSS)

Ertragslage (Konzernabschluss)

Die Konzernumsatzerlöse setzten sich wie folgt zusammen:

	2025		2024		Veränderung zum Vorjahr	
	in Mio €	in %	in Mio €	in %	in Mio €	in %
Stromerlöse	1.480,9	81,5	1.602,9	81,0	-122,0	-7,6
Gaserlöse	270,5	15,0	309,1	15,6	-38,5	-12,5
Wärmeerlöse	31,1	1,7	28,1	1,4	3,0	10,5
Sonstige Umsatzerlöse	35,2	1,8	38,3	2,0	-3,0	-7,9
SUMME Umsatzerlöse	1.817,8	100,0	1.978,4	100,0	-160,6	-8,1

Im Geschäftsjahr 2025 lag der Stromumsatz bei € 1.480,9 Mio (Vorjahr: € 1.602,9 Mio) und damit um 7,6 % (Vorjahr: 20,6 %) unter dem Wert des Vorjahres. Hauptursachen dafür waren geringere Absatzmengen sowie niedrigere Energiepreise an den Großhandelsmärkten, die sich unmittelbar in sinkenden Umsatzerlösen widerspiegeln.

Auch die Umsatzerlöse Gas haben sich im Berichtsjahr um 12,5 % auf € 270,5 Mio (Vorjahr: € 309,1 Mio) verringert. Die Temperaturen, gemessen in Heizgradtagen, lagen 13,8 % (Vorjahr 18,7 %) über dem langjährigen Durchschnitt.

Die Wärmeerlöse stiegen auf € 31,1 Mio und lagen damit um € 3,0 Mio bzw. 10,5 % über dem Vorjahreswert von € 28,1 Mio.

Die betrieblichen Konzernaufwendungen zeigen folgendes Bild:

	2025		2024		Veränderung zum Vorjahr	
	in Mio €	in %	in Mio €	in %	in Mio €	in %
Materialaufwand	1.114,2	70,6	1.285,8	74,9	-171,6	-13,3
Personalaufwand	160,4	10,2	190,9	11,1	-30,4	-15,9
Abschreibungen	172,4	10,9	143,4	8,4	29,0	20,2
Sonstige betriebliche Aufwendungen	130,2	8,3	96,6	5,6	33,7	34,8
SUMME Betriebliche Aufwendungen	1.577,3	100,0	1.716,7	100,0	-139,4	-8,1

Die Reduktion bei den Materialaufwendungen ist im Wesentlichen auf die Preisentwicklungen auf den Beschaffungsmärkten zurückzuführen. Analog zu den Umsätzen, die sich überwiegend aus Energiegeschäften zusammensetzen und im Berichtsjahr um € 160,6 Mio (Vorjahr: € 519,0 Mio) zurückgegangen sind, verringerten sich die Materialaufwendungen deutlich – nämlich um € 171,6 Mio (Vorjahr: € 628,4 Mio).

Der Personalaufwand lag mit € 160,4 Mio um € 30,4 Mio unter dem Vorjahreswert von € 190,9 Mio. Die laufenden Lohn- und Gehaltsaufwendungen stiegen aufgrund der höheren Mitarbeiterzahl und der im Geschäftsjahr erzielten Lohn- und Gehaltsabschlüsse um € 16,6 Mio (Vorjahr: € 13,0 Mio) bzw. 12,0 % (Vorjahr: 10,3 %). Gegenläufig wirkte der deutliche Rückgang der Aufwendungen für Altersversorgung. Diese beliefen sich im Konzern ertragswirksam auf € 32,7 Mio (Vorjahr: aufwandswirksam € 17,2 Mio) und lagen damit um € 49,8 Mio (Vorjahr: € 77,0 Mio) unter dem Wert des Vorjahres.

Die Abschreibungen sind im Berichtsjahr wegen der höheren Investitionen in das Sachanlagevermögen und einer außerplanmäßigen Abschreibung auf € 172,4 Mio (Vorjahr: € 143,4 Mio) angestiegen. In dieser Position enthalten sind auch außerplanmäßige Abschreibungen von Sachanlagen in Höhe von € 36,5 Mio (Vorjahr: € 16,5 Mio). Aufgrund des höheren Gaspreises zum Bilanzstichtag war im Geschäftsjahr 2025 – ebenso wie im Vorjahr – keine Abschreibung des Gasvorrats erforderlich.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen lagen im Berichtsjahr um € 33,7 Mio über dem Niveau des Vorjahres (Vorjahr: € 96,6 Mio). Ein wesentlicher Treiber dieser Zunahme ist der Energiekrisenbeitrag-Strom (EKBS) in Höhe von € 10,4 Mio.

Das Finanzergebnis untergliedert sich wie folgt:

	2025 in Mio €	2024 in Mio €	Veränderung zum Vorjahr	
			in Mio €	in %
Ergebnis aus assoziierten Unternehmen	20,3	9,3	11,0	12,0
Sonstiges Beteiligungsergebnis	91,5	128,8	-37,3	-29,0
Sonstige Wertpapiererträge	1,2	1,2	0,0	-3,5
Zinsen und ähnliche Erträge	20,1	14,1	6,0	43,1
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-39,5	-49,4	9,9	-20,1
SUMME Finanzergebnis	93,6	104,0	-10,4	-10,0

Im Vergleich zum Vorjahr hat sich das Ergebnis aus den assoziierten Unternehmen – der Innsbrucker Kommunalbetriebe AG, der Südtirolgas AG, der Ötztaler Wasserkraft GmbH und der Tiroler Übertragungsnetz GmbH – um € 11,0 Mio auf € 20,3 Mio (Vorjahr: € 9,3 Mio) erhöht. Das sonstige Beteiligungsergebnis setzt sich im Wesentlichen aus den Dividenden der VERBUND AG, die im Berichtsjahr € 79,9 Mio (Vorjahr: € 118,5 Mio) betrugen, sowie der Gewinnausschüttung der Energie AG Oberösterreich in Höhe von € 4,4 Mio (Vorjahr: € 5,5 Mio) zusammen.

Im Vergleich zum Vorjahr erhöhten sich die Zinsen und ähnlichen Erträge um € 6,0 Mio auf € 20,1 Mio (Vorjahr: € 14,1 Mio). Im Berichtsjahr sind in dieser Position Erträge aus Wertaufholungen im Finanzanlagevermögen in Höhe von € 0,0 Mio (Vorjahr: € 0,8 Mio) und Zinseffekte im Sozialkapital in Höhe von € 16,4 Mio (Vorjahr: € 8,3 Mio) enthalten.

Die Zinsen und ähnlichen Aufwendungen verminderten sich um € 9,9 Mio auf € 39,5 Mio (Vorjahr: € 49,4 Mio). In dieser Position sind Zinseffekte im Sozialkapital in Höhe von € 18,3 Mio (Vorjahr: € 29,7 Mio) enthalten.

Wesentliche Positionen zur Ertragslage im Konzern sind:

	2025 in Mio €	2024 in Mio €	Veränderung zum Vorjahr	
			in Mio €	in %
Betriebsergebnis	323,1	346,8	-23,7	-6,8
Finanzergebnis	93,6	104,0	-10,4	-10,0
Konzernergebnis vor Steuern	416,7	450,8	-34,1	-7,6
Konzern-Jahresüberschuss	348,6	380,2	-31,6	-8,3

Das operative Geschäft ist auch im Geschäftsjahr 2025 gut verlaufen, fiel jedoch aufgrund der ungünstigen hydraulischen Verhältnisse sowie einer außerplanmäßigen Abschreibung im Fernwärmebereich mit € 323,1 Mio (Vorjahr: € 346,8 Mio) geringer aus als im Vorjahr.

Auch das Finanzergebnis hat sich im Vergleich zum Vorjahr um € 10,4 Mio auf € 93,6 Mio (Vorjahr: € 104,0 Mio) verringert. Der überwiegende Anteil der Reduzierung des Finanzergebnisses ist auf die geringeren Beteiligungserträge zurückzuführen. Entgegengesetzt dazu sind im Berichtsjahr in den Zinsen und ähnlichen Erträgen eine Zinskomponente in Höhe von € 16,4 Mio (Vorjahr: € 8,3 Mio) und in den Zinsen und ähnlichen Aufwendungen eine Zinskomponente in Höhe von € -18,3 Mio (Vorjahr: € -29,7 Mio) enthalten. Aufgrund dieser Effekte fallen sowohl das Konzernergebnis vor Steuern und der Konzern-Jahresüberschuss geringer aus als im Vorjahr.

Vermögens- und Kapitalstruktur (Konzernabschluss)

Die Vermögensstruktur hat sich im Berichtsjahr wie folgt entwickelt:

Vermögensstruktur (Konzernabschluss)	31.12.2025		31.12.2024		Veränderung zum Vorjahr	
	in Mio €	in %	in Mio €	in %	in Mio €	in %
Langfristig gebundenes Vermögen						
Anlagevermögen	4.325,9	88,6	3.925,1	87,9	400,7	10,2
Langfristige Forderungen und Vermögensgegenstände	61,4	1,3	69,9	1,6	-8,0	-11,5
Kurzfristig gebundenes Vermögen						
Vorräte	27,4	0,6	32,6	0,6	-5,2	-15,8
Kurzfristige Forderungen und Vermögensgegenstände und Rechnungsabgrenzungen	405,2	8,3	328,4	7,4	76,7	23,3
Flüssige Mittel	63,7	1,3	110,7	2,5	-47,0	-42,4
SUMME Aktiva	4.883,6	100,0	4.466,8	100,0	416,8	9,3

Im Geschäftsjahr 2025 erhöhte sich das Anlagevermögen, das dem Unternehmen langfristig zur Verfügung steht, um 10,2 % auf € 4.325,9 Mio (Vorjahr: € 3.925,1 Mio). Hauptursache für diese Zunahme sind die sehr hohen Investitionen, die im Berichtsjahr € 575,1 Mio (Vorjahr: € 442,4 Mio) betrugen.

Von den Zugängen entfallen auf das Sachanlagevermögen € 562,0 Mio (Vorjahr: € 438,9 Mio) und auf das Finanzanlagevermögen € 1,0 Mio (Vorjahr: € 1,4 Mio). Die Werterhöhung im Anlagevermögen stellt den wesentlichen Treiber für die Zunahme der Bilanzsumme dar, die mit € 4.883,6 Mio (Vorjahr: € 4.466,8 Mio) erneut einen Höchststand erreicht hat.

Die kurzfristigen Vermögensgegenstände erhöhten sich um € 24,5 Mio auf € 496,3 Mio (Vorjahr: € 471,8 Mio). Die flüssigen Mittel verminderten sich zum 31.12.2025 um € 47,0 Mio auf € 63,7 Mio (Vorjahr: € 110,7 Mio).

Was das Verhältnis zwischen langfristig und kurzfristig gebundenem Vermögen betrifft, so hat sich Letzteres verringert. Konkret sind 89,8 % (Vorjahr: 89,4 %) des Vermögens langfristig gebunden, während sich die verbleibenden 10,2 % (Vorjahr: 10,6 %) aus kurzfristig gebundenen Vermögensgegenständen zusammensetzten.

Die Kapitalstruktur hat sich im Berichtsjahr wie folgt entwickelt:

Kapitalstruktur (Konzernabschluss)	31.12.2025		31.12.2024		Veränderung zum Vorjahr	
	in Mio €	in %	in Mio €	in %	in Mio €	in %
Langfristige Finanzierungsmittel						
Konzern-Eigenkapital	2.436,4	49,9	2.197,9	49,2	238,6	10,9
Investitionszuschüsse und Baukostenbeiträge	338,0	6,9	334,3	7,5	3,7	1,1
Langfristige Rückstellungen	271,1	5,6	259,5	5,8	11,6	4,5
Langfristige Verbindlichkeiten und Rechnungsabgrenzungen	1.044,4	21,4	919,8	20,6	124,6	13,5
Kurzfristige Finanzierungsmittel						
Kurzfristige Rückstellungen	402,2	8,2	411,3	9,2	-9,1	-2,2
Kurzfristige Verbindlichkeiten und Rechnungsabgrenzungen	391,5	8,0	344,1	7,7	47,4	13,8
SUMME Passiva	4.883,6	100,0	4.466,8	100,0	416,8	9,3

Zum Bilanzstichtag belief sich das Konzern-Eigenkapital einschließlich des Anteils nicht beherrschender Gesellschafter auf € 2.436,4 Mio und lag damit um € 238,6 Mio über dem Wert des Vorjahres (€ 2.197,9 Mio). Bezieht man dieses Eigenkapital auf die investitionsbedingt stark angestiegene Bilanzsumme in Höhe von € 4.883,6 Mio (Vorjahr: € 4.466,8 Mio), ergibt sich eine Eigenkapitalquote von 49,9 % (Vorjahr: 49,2 %). Die absolute Zunahme des Eigenkapitals ist auf das im Geschäftsjahr 2025 erwirtschaftete Ergebnis zurückzuführen. Der Konzern-Jahresüberschuss belief sich im Berichtsjahr auf € 348,6 Mio (Vorjahr: € 380,2 Mio). Eigenkapitalmindernd wirkten die Ausschüttungen im Konzern in Höhe von € 110,0 Mio (Vorjahr: € 50,5 Mio).

Die langfristigen Schulden erhöhten sich gegenüber dem Vorjahr insgesamt um € 139,9 Mio auf € 1.653,4 Mio (Vorjahr: € 1.179,2 Mio). Dabei stiegen die langfristigen Rückstellungen um € 11,6 Mio, und die langfristigen Verbindlichkeiten um € 124,6 Mio. Die langfristigen Verbindlichkeiten setzten sich überwiegend aus Fremdfinanzierungen zusammen.

Die kurzfristigen Schulden erhöhten sich insgesamt um € 38,4 Mio auf € 793,7 Mio (Vorjahr: € 755,4 Mio). Hauptgrund dafür ist die Aufnahme kurzfristiger Barvorlagen in Höhe von € 90,0 Mio (Vorjahr: € 0,0 Mio).

Finanzlage (Konzernabschluss)

	2025 in Mio €	2024 in Mio €	Veränderung zum Vorjahr	
			in Mio €	in %
Operativer Cashflow	359,1	483,6	124,5	-25,8
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-475,8	-303,0	-172,7	57,0
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	69,6	-123,9	193,5	<100

Im operativen Bereich haben wir im Konzern ein zufriedenstellendes Ergebnis erzielt, der Nettogeldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit beträgt im Konzern € 359,1 Mio (Vorjahr: € 483,6 Mio) und liegt damit deutlich unter dem Wert des Vorjahres.

Die wesentlichsten zahlungsunwirksamen Effekte, die auf den Nettogeldfluss aus dem betrieblichen Ergebnis gewirkt haben, waren die höheren Abschreibungen. Entgegengesetzt wirkten die Beteiligungserträge, die im Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit ausgewiesen werden. Das Working Capital hat sich reduziert; insgesamt verringerte sich der Netto-Geldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit um € 124,5 Mio auf € 359,1 Mio.

Die Entwicklung des Netto-Geldflusses aus der Investitionstätigkeit war im Konzern hauptsächlich durch sehr hohe Investitionen im Sachanlagenbereich geprägt. Unsere Investitionsprojekte für den Kraftwerksausbau haben wir im Geschäftsjahr 2025 weiter vorangetrieben.

Konkret erhöhten sich die Auszahlungen für den Zugang zu Sachanlagen um € 133,1 Mio auf € -574,1 Mio (Vorjahr: € -441,0 Mio). Entgegengesetzt dazu betrugen die Einzahlungen aus Beteiligungs-, Zins- und Wertpapiererträgen € 79,9 Mio (Vorjahr: € 133,7 Mio). Insgesamt hat sich der Cashflow aus der Investitionstätigkeit deutlich verändert. Der Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit beträgt nun € -475,8 Mio (Vorjahr: € -303,0 Mio).

Der Netto-Geldfluss aus der Finanzierungstätigkeit beträgt im Geschäftsjahr 2025 € 69,6 Mio (Vorjahr: € -123,9 Mio) und setzt sich im Wesentlichen aus Ausschüttungen im Konzern in Höhe von € -110,0 Mio (Vorjahr: € -50,5 Mio), Einzahlungen aus langfristigen Bankdarlehen in Höhe von € 155,0 Mio (Vorjahr: € 95,0 Mio) sowie der Tilgung von Finanzverbindlichkeiten in Höhe von € 42,5 Mio (Vorjahr: € 66,9 Mio) zusammen.

Die Nettoverschuldung des TIWAG-Konzerns errechnet sich wie folgt:

	31.12.2025 in Mio €	31.12.2024 in Mio €
Finanzverbindlichkeiten	1.119,9	917,5
- Liquide Mittel	-63,7	-110,8
Consolidated Net Debt	1.056,2	806,7
Jahresüberschuss	348,6	380,2
Steuern	68,2	70,6
Zinsen und ähnliche Aufwendungen bzw. Erträge	19,4	36,1
Abschreibungen	172,4	143,4
Consolidated EBITDA	608,5	630,3
Consolidated Net Debt / Consolidated EBITDA	1,74	1,28

5. FINANZIELLE LEISTUNGSINDIKATOREN

Finanzielle Leistungsindikatoren (Einzelabschluss)

	2025	2024
Kennzahlen zur Ertragslage	in Mio €	in Mio €
Umsatzerlöse Stromgeschäft	1.267,8	1.412,7
Umsatzerlöse Gasgeschäft	175,2	202,9
Pachterlöse Netz	161,5	142,0
Sonstige Umsatzerlöse	34,6	36,7
Summe Umsatzerlöse	1.639,2	1.794,4
Betriebsergebnis	332,0	324,8
Finanzergebnis	102,3	48,1
Ergebnis vor Steuern	434,3	372,9
Return on Sales (ROS) in %	20,3	18,1
EBITDA-Marge in %	26,8	24,3
Return on Capital Employed (ROCE) in %	11,3	12,4
Kennzahlen zur Vermögenslage		
Eigenkapitalanteil in %	51,2	50,3
Eigenkapitalverzinsung (nach Steuern) in %	16,5	14,4
Kennzahlen zur Finanzlage		
Netto-Geldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit	309,6	448,4
Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit	-421,5	-254,1
Netto-Geldfluss aus der Finanzierung	66,1	-138,2
Energiewirtschaftliche Kennzahlen		
Stromabsatz in GWh	11.127	12.400
Eigenerzeugung in GWh	2.988	4.286
Systemlänge Stromnetz in km	12.483	12.385

Finanzielle Leistungsindikatoren (Konzernabschluss)

	2025	2024
Kennzahlen zur Ertragslage	in Mio €	in Mio €
Umsatzerlöse Stromgeschäft	1.480,9	1.602,9
Umsatzerlöse Gasgeschäft	270,5	309,1
Umsatzerlöse Wärmegeschäft	31,1	28,1
Sonstige Umsatzerlöse	35,2	38,3
Summe Umsatzerlöse	1.817,8	1.978,4
Konzern-Betriebsergebnis	323,1	346,8
Konzern-Finanzergebnis	93,6	104,0
Konzernergebnis vor Steuern	416,7	450,8
Return on Sales (ROS) in %	17,8	17,5
EBITDA-Marge in %	27,3	24,8
Return on Capital Employed (ROCE) in %	10,2	12,3
Kennzahlen zur Vermögenslage		
Konzern-Eigenkapital in %	49,9	49,2
Eigenkapitalverzinsung (nach Steuern) in %	15,0	18,7
Kennzahlen zur Finanzlage		
Netto-Geldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit	359,1	483,6
Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit	-475,8	-303,0
Netto-Geldfluss aus der Finanzierung	69,6	-123,9
Energiewirtschaftliche Kennzahlen		
Stromabsatz in GWh	11.127	12.400
Eigenerzeugung Strom in GWh	2.988	4.286
Gasabsatz in GWh	3.603	3.980
Systemlänge Stromnetz in km	12.483	12.385
Länge Gasnetz in km	3.978	3.974

III. NICHTFINANZIELLER BERICHT

Da das Nachhaltigkeitsberichtsgesetz, mit dem die Richtlinie über Nachhaltigkeitsberichterstattung (CSRD) in nationales Recht umgesetzt wird, erst am 21.01.2026 im Nationalrat beschlossen und am 18.02.2026 im Bundesgesetzblatt veröffentlicht wurde, und wir als Unternehmen der sogenannten „zweiten Welle“ erst im Geschäftsjahr 2027 verpflichtet sein werden, einen Nachhaltigkeitsbericht nach dem Unternehmensgesetzbuch zu erstellen, haben wir uns 2025 entschlossen, freiwillig einen Nachhaltigkeitsbericht nach VSME-Standard (Voluntary Sustainability Reporting Standard for non-listed SMEs) zu veröffentlichen. Da wir diesen nichtfinanziellen Bericht gesondert erstellen, haben wir ihn im Geschäftsjahr 2025 nicht in den Lagebericht aufgenommen.

Nachhaltige Energiegewinnung ist für uns eine lang gelebte Tradition, und der Nachhaltigkeitsgedanke ist ein wesentlicher Bestandteil unseres Selbstverständnisses, ein zentraler Wachstums- und Werttreiber sowie fest in unserer Unternehmensstrategie verankert. Wir sind uns der Auswirkungen unserer Geschäftstätigkeit auf Umwelt und Gesellschaft bewusst und berücksichtigen daher in unserem unternehmerischen Handeln neben ökonomischen auch ökologische und soziale Aspekte entlang der gesamten Wertschöpfungskette.

UMWELTBELANGE

Umweltmanagementsystem

Mithilfe unseres extern zertifizierten Umweltmanagementsystems nach ISO 14001 identifizieren wir unsere Umweltwirkungen und ordnen diese sieben Umweltaspekten zu: Einflüsse auf Gewässer, regionale Aspekte, Einflüsse auf biologische Systeme, Energierelevanz, Hilfs- und Betriebsstoffe, Abfallwirtschaft sowie Einflüsse auf die Atmosphäre. Der Vorstand, der das Unternehmensleitbild und die Umweltpolitik definiert, trägt die Verantwortung für die Wirksamkeit des Umweltmanagementsystems. Unterstützt durch den Umweltmanagementbeauftragten sowie weitere Verantwortliche mit eigenen Zuständigkeiten stellt er sicher, dass die Anforderungen und Vorgaben

in die Geschäftsprozesse integriert werden. Alle Umweltaspekte werden prozessorientiert analysiert und bewertet. Darauf aufbauend setzen wir gezielt Maßnahmen zur Steuerung der identifizierten Umweltauswirkungen. Direkt beeinflussbare Umweltaspekte werden durch das Umweltkernteam behandelt, während indirekt beeinflussbare Umweltaspekte durch entsprechende Vorgaben in Planung, Beschaffung und Betrieb gesteuert werden.

Die Bewertung der Umweltaspekte und Umweltauswirkungen erfolgt in unserem Unternehmen durch spezialisierte Teams in kurzen, regelmäßigen Abständen. Dabei werden vergangene, gegenwärtige und geplante Tätigkeiten standortspezifisch berücksichtigt und mithilfe einer ABC-Analyse systematisch bewertet. Auf Grundlage dieser Bewertung wird jährlich ein Umweltprogramm erstellt, das von der Geschäftsleitung genehmigt wird. Dieses Programm enthält konkrete Maßnahmen, Zielsetzungen und Verantwortlichkeiten zur Verbesserung der Umweltleistung. Die Überwachung der Zielerreichung erfolgt durch das Umweltkernteam sowie durch interne Audits und die Managementbewertung. Rechtliche und behördliche Anforderungen werden softwareunterstützt in einem laufend aktualisierten Rechtsregister Umweltschutz erfasst und bearbeitet.

Klimawandel

Die Energiewirtschaft leistet einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Klimaneutralität. Ihre zentrale Aufgabe besteht darin, sowohl die direkten als auch die indirekten Emissionen so weit wie möglich zu reduzieren. Direkte Emissionen können nur dann vermieden werden, wenn bei Verbrennungsprozessen, insbesondere der Energieerzeugung sukzessive auf fossile Energieträger verzichtet wird. Indirekte Emissionen lassen sich hingegen nur durch das Zusammenspiel der gesamten Wertschöpfungskette verringern – sowohl Vorlieferantinnen und Vorlieferanten als auch Endkundinnen und Endkunden müssen aktiv zur Zielerreichung beitragen.

Hinsichtlich unserer Scope-1-Emissionen (direkte Emissionen) aus der eigenen Erzeugung ist festzustellen, dass unser Strom nahezu zu 100 % aus Wasserkraft, Photovoltaik, Biomasse und Biogas stammt. Der kon-

sequente Ausbau der heimischen Wasserkraft bleibt auch zukünftig ein wesentlicher Garant dafür, die nach dem Greenhouse Gas Protocol bezeichneten Scope-1-Emissionen auf einem sehr niedrigen Niveau zu halten. Unseren energetischen Eigenverbrauch an Strom, Gas und Fernwärme decken wir aus eigener Strom- und Wärmeerzeugung sowie mit zugekaufter Energie. Dieser Eigenverbrauch umfasst im Wesentlichen den Energiebedarf für den Betrieb der eigenen Anlagen, die Erzeugung von Fernwärme in eigenen Wärmequellen, die Deckung der Netzverluste sowie den Pumpstromeinsatz unseres Pumpspeicherkraftwerks. Für den Betrieb des Pumpspeicherkraftwerks setzen wir ausschließlich Strom ein, der zu 100 % mit Herkunftsnachweisen aus erneuerbarer Energie belegt ist.

Die indirekten Emissionen umfassen die Scope-2-Emissionen und die Gruppe der Scope-3-Emissionen. Die Scope-2-Emissionen umfassen die Emissionen von Verbrennungsprozessen beim Erzeuger des zugekauften Stroms und Wärme, die wir für den Eigenverbrauch einsetzen. Wenn diese Energie aus erneuerbaren Quellen stammt, fallen keine Scope-2-Emissionen an – vorausgesetzt, sie stammen nicht aus biogenen Quellen. Die Scope-3-Emissionen umfassen sogenannte Vorkettenemissionen, die in den vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen der Energie-, Güter- und Dienstleistungsbereitstellung entstehen. In den nachgelagerten Wertschöpfungsstufen entstehen Scope-3-Emissionen vor allem durch die Verbrennung des von uns gelieferten Gases in Anlagen der Endkundinnen und Endkunden.

Wir setzen eine Vielzahl von Maßnahmen ein, um Treibhausgasemissionen in allen Scopes zu reduzieren und damit einen wesentlichen Beitrag zum Umwelt- und Klimaschutz zu leisten. Der Ausbau der Stromerzeugung aus heimischen erneuerbaren Stromquellen, allen voran die Wasserkraft, sowie der hocheffizienten Speicherung der erneuerbaren Energie in unseren Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken kombiniert mit dem Stromzukauf vollständig aus erneuerbaren Quellen ist die notwendige Voraussetzung dafür, unsere Kundinnen und Kunden auch weiterhin jahresdurchgängig mit erneuerbarem Strom beliefern zu können. Gleichzeitig treiben

wir den ökologischen Wandel in der Strom-, Gas- und Wärmeversorgung in Tirol voran und unterstützen damit aktiv die Energie- und Klimastrategie des Landes Tirol.

Den wesentlichen Beitrag zur Aufrechterhaltung unseres niedrigen direkten Emissionsniveaus leistet unsere nachhaltige Stromerzeugung aus Wasserkraftanlagen, die unter strengen behördlichen Genehmigungsaufgaben errichtet und entsprechend betrieben werden.

Der kontinuierliche Ausbau der erneuerbaren Energien, die sich in unserem ambitionierten Investitionsprogramm widerspiegelt, trägt maßgeblich zur weiteren Reduktion der Treibhausgasemissionen bei.

Im Berichtsjahr haben wir Projekte entwickelt und realisiert, die den Trade-off zwischen Wachstum und ökologischer Verantwortung weiter verringern.

Energieberatung und Bewusstseinsbildung

Mit unseren fachkundigen Kundenberaterinnen und Kundenberatern sind wir auf Messen präsent, beraten telefonisch und besuchen unsere Kundinnen und Kunden bei Verlangen auch persönlich zu Hause. Dabei erheben wir das individuelle Energiesparpotenzial und empfehlen passende Maßnahmen. Allgemeine Energiespartipps vermitteln wir über unseren Newsletter sowie über Beiträge in Radio und TV. Neben eigenen Studien und Projekten unterstützen wir zudem landesweite Initiativen, die das Energiebewusstsein in Tirol stärken.

Wärmepumpe

Das Heizen mit einer Wärmepumpe ist umweltfreundlich und trägt wesentlich dazu bei, die Energie- und Klimaziele im Rahmen von Tirol 2050 zu erreichen.

Um die Verbreitung der Wärmepumpentechnologie zu fördern, koordinieren wir als Mitinitiatorin die Zusammenarbeit, den Informationsaustausch und die Marketingaktivitäten des „Netzwerks Wärmepumpe Tirol.“ Darüber hinaus unterstützen wir die Errichtung neuer Heizungswärmepumpen in Wohngebäuden sowie in Nicht-Wohngebäuden – sowohl im Neubau als auch im Bestand – in ganz Tirol.

Umweltschutz

Umwelt- und Artenschutz, Biodiversität und der sorgsame Umgang mit Wasser haben für uns höchsten Stellenwert. In den vergangenen Jahren wurden zahlreiche Maßnahmen zur Verbesserung des natürlichen Lebensraumes umgesetzt, die Tirol für Mensch und Tier noch lebenswerter machen.

Die Errichtung und Modernisierung neuer Infrastrukturanlagen sowie der tägliche Betrieb unserer Anlagen werden wesentlich von gesetzlichen Regelungen und den daraus abgeleiteten behördlichen Genehmigungen beeinflusst. Für die Steuerung und operative Umsetzung der Umweltschutzmaßnahmen setzen wir auf unsere langjährige Expertise und unser etabliertes Umweltmanagementsystem.

Wir sind uns bewusst, dass eine zukünftige Energieversorgung im Einklang mit der Natur stehen muss. Deshalb setzen wir seit jeher auf die Kraft des Wassers – eine erneuerbare, saubere und in Tirol reichlich vorhandene Ressource. Doch die Energiewende verlangt mehr, als das Bestehende zu erhalten; sie erfordert einen verantwortungsvollen und naturverträglichen Ausbau. Wir verstehen, dass unsere Kraftwerksprojekte Eingriffe in die Natur bedeuten. Deshalb ist für uns klar: Jeder Ausbau erfolgt unter strengsten ökologischen Auflagen und mit einem umfassenden Katalog an Ausgleichsmaßnahmen. Unser Anspruch: Wir wollen der Tiroler Natur nicht nur das zurückgeben, was temporär beansprucht wird – wir streben danach, ökologische Mehrwerte zu schaffen und Lebensräume nachhaltig aufzuwerten.

Die ökologischen Begleitprogramme sind vielfältig und reichen von der Renaturierung von Fließgewässern, der Schaffung neuer Lebensräume, der Verbesserung der Gewässerökologie, der ökologischen Aufwertung von Flächen sowie Monitoring und Forschung. Im Berichtsjahr 2025 haben wir bei der Kraftwerksbaustelle Tauernbach-Gruben im Zuge des Gesamtprojekts vielfältige ökologische Ausgleichsmaßnahmen umgesetzt – von der Fischaufstiegshilfe bis hin zu neuen Lebensräumen für Insekten und Kleinstlebewesen. Im Sulztal wurden Weideverbesserungsmaßnahmen so-

wie die Auszäunung weiterer Bereiche zur naturschutzfachlichen Aufwertung sensibler Lebensräume realisiert.

Hochwasserschutz

Unsere Kraftwerksanlagen – und hier vor allem die großen Speicher – leisten einen wesentlichen Beitrag zum Hochwasserschutz. Im Vorjahr hatten wir im Juni heftige Unwetter zu verzeichnen. Mithilfe unserer Speicher im Kühtai und im Kaunertal konnten wir durch eine gezielte Speicherbewirtschaftung enorme Wassermengen zurückhalten und den Inn dadurch erheblich entlasten. Dies zeigt einmal mehr eindrucksvoll, dass unsere großen Speicher einen zentralen Bestandteil des Hochwasserschutzes in Tirol darstellen und sich diese Wasserkraftbauten erneut für unser Land bewährt haben.

ARBEITNEHMERBELANGE

Unsere Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter sind ein wesentlicher Schlüssel zur Umsetzung unserer Unternehmensstrategie und tragen maßgeblich zum Erfolg unseres Unternehmens bei.

Wesentliche Voraussetzungen dafür, dass wir sichere und attraktive Arbeitsplätze für engagierte Mitarbeitende bieten können, sind die vorausschauende Sicherstellung des erforderlichen und qualifizierten Personals, die laufende Aus- und Weiterbildung sowie die gezielte Förderung der Mitarbeitenden zur Stärkung ihrer Kernkompetenzen. Ebenso entscheidend sind Arbeitssicherheit, Gesundheit und Motivation der Mitarbeitenden bei der Ausführung ihrer Aufgaben.

Die Krisen der vergangenen Jahre erforderten eine kontinuierliche Anpassung sowohl der Gesellschaft als auch unseres Unternehmens an die sich verändernden Lebens- und Arbeitsbedingungen. Der Arbeitsmarkt wird derzeit stark vom Generationenwechsel geprägt – insbesondere durch den zunehmenden Eintritt der Generation Z (Geburtsjahrgänge etwa 1995 bis 2010) in die Arbeitswelt. Diese Generation lässt sich durch ein ausgeprägtes Umwelt- und Nachhaltigkeitsbewusstsein, hohe Digitalisierungsaffinität und ein starkes Bedürfnis nach Flexibilität charakterisieren.

Anzahl und Struktur der Mitarbeitenden

Als regional verankertes Unternehmen der Energiebranche haben wir im Berichtsjahr im Einzelunternehmen im Vollzeitäquivalent 1.498 Personen (Vorjahr: 1.399) und im Konzern durchschnittlich 1.666 Personen (Vorjahr: 1.560) beschäftigt. Die Mitarbeiterzahl ist angestiegen, weil wir die Energiewende vorantreiben, in den Netzausbau und Kraftwerksprojekte investieren und neue Geschäftsbereiche stärken. Das Durchschnittsalter der Beschäftigten betrug 41,48 Jahre (Vorjahr: 42,45 Jahre) und deren durchschnittliche Betriebszugehörigkeit 15,77 Jahre (Vorjahr: 17,17 Jahre). Der Anteil der weiblichen Beschäftigten an der Gesamtbelegschaft belief sich auf 18,67 % (Vorjahr: 17,91 %).

Für Löhne, Gehälter, soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung haben wir im Einzelunternehmen € 144,8 Mio (Vorjahr: € 176,1 Mio) und im Konzern € 160,4 Mio (Vorjahr: € 190,9 Mio) aufgewendet.

In den kommenden Jahren stehen wir im Rahmen der Umsetzung der Funktionalstrategie der TIWAG-Gruppe und zahlreicher relevanter gesetzlicher Veränderungen vor weiteren Herausforderungen, die eine starke personelle Ausstattung erfordern werden. Begleitet werden diese externen Einflussfaktoren durch weiterhin hohe Pensionierungszahlen.

Engagement

Eine Zukunft, die von sich immer schneller verändernden Rahmenbedingungen und einem zunehmend digitalisierten Arbeitsumfeld geprägt ist, stellt hohe Anforderungen an uns und unsere Mitarbeitenden. Sie erfordert von jeder und jedem Einzelnen Engagement, Begeisterungsfähigkeit, Leistungsbereitschaft und Verbundenheit zum Unternehmen. Auch in diesem Jahr haben wir unser leistungsorientiertes Anreizmodell angepasst. Das zur Verfügung stehende Prämienbudget wird vom Vorstand jährlich neu festgelegt und parallel dazu wird das Prämienmodell regelmäßig neu evaluiert. Darüber hinaus befinden wir uns derzeit in der Evaluierung des seit längerem eingesetzten Stellenplansystems, um mögliche Weiterentwicklungen und Optimierungspotenzial zu identifizieren.

Personalentwicklung, Personalförderung und Personalrekrutierung

Ein Arbeitsumfeld, das auf wechselseitigem Respekt, Vertrauen und Wertschätzung basiert, lebenslanges Lernen und individuelle Mitarbeiterentwicklung fördert, bildet die beste Grundlage, um die bevorstehenden Herausforderungen erfolgreich zu bewältigen.

Wesentliche Schwerpunkte unserer Personalarbeit sind die Weiterentwicklung unserer Mitarbeitenden und die Unterstützung unserer Führungskräfte. Um die Fähigkeiten und individuellen Entwicklungsbedarf unserer Mitarbeitenden zu ermitteln, führen wir Entwicklungsgespräche durch, die Bestandteil der jährlichen Mitarbeitergespräche sind. Je nach Bedarf entwickeln wir gemeinsam mit den Führungskräften individuelle Förderprogramme.

Um zentrale Mitarbeitende mit besonderem Entwicklungspotenzial für die Weiterentwicklung der TIWAG-Gruppe als lernende Organisation zu identifizieren und zu fördern, hat der Vorstand ein eigenes Programm für die Jahre 2025 und 2026 beschlossen.

Zur Förderung unserer Mitarbeitenden bieten wir zahlreiche interne und externe Weiterbildungsmöglichkeiten an, die den Berufseinstieg erleichtern und sowohl die persönliche Weiterentwicklung als auch die Ausbildung von Führungskräften unterstützen.

In verschiedenen Organisationseinheiten setzen wir Traineeprogramme ein, damit Schul- oder Studienabgängerinnen und -abgänger im Rahmen eines 1,5 bis 2-jährigen Programmes ihre beruflichen Interessen festigen und gegen Ende des Programms gezielt auf eine mögliche Übernahme auf eine Planstelle vorbereitet werden. Auch im Geschäftsjahr 2025 haben wir diese Initiative weiterverfolgt und bedarfsgerecht ausgeweitet.

Als mehrfach ausgezeichnete Lehrbetrieb hat die Lehrlingsausbildung für uns einen hohen Stellenwert. Im Geschäftsjahr 2025 haben wir 21 neue Lehrlinge in fünf spannenden Ausbildungsberufen begrüßt.

Mit jeder Lehrstelle investieren wir nicht nur in Fachkompetenz, sondern auch in die Gestaltung einer nachhaltigen Energiezukunft. Unsere Lehrlinge erhalten eine fundierte Ausbildung und ein Arbeitsumfeld, das Perspektiven eröffnet. Neben einer abwechslungsreichen Tätigkeit im Unternehmen bestehen vielfältige Entwicklungs- und Karrieremöglichkeiten – von der Meisterausbildung bis zur Lehre mit Matura. Der aktuelle Ausbildungsschwerpunkt liegt – entsprechend dem Personalbedarf – auf Elektro- und Metallbearbeitungsberufen. Insgesamt bilden wir derzeit 62 Lehrlinge in sieben Lehrberufen aus und zählen damit zu den größten Lehrbetrieben Tirols. So übernehmen wir nicht nur Verantwortung für die Ausbildung und Förderung junger Talente, sondern auch für die Gesellschaft als Landesunternehmen. Bei den jährlich stattfindenden Lehrlingswettbewerben in den Berufsschulen stellen unsere Lehrlinge ihr Können unter Beweis und erzielen regelmäßig hervorragende Platzierungen.

Unsere Attraktivität auf den Arbeitsmärkten ist entscheidend, um die besten Mitarbeitenden zu finden und langfristig an uns zu binden. Neben der aktiven Personalbeschaffung setzen wir verstärkt auf digitale Plattformen, um mit potenziellen Bewerberinnen und Bewerbern in Kontakt zu treten. Mit unseren Jobvideos und Employer-Branding-Videos präsentieren wir unser attraktives Stellenangebot in moderner und ansprechender Form. Auf verschiedenen Arbeitgeberportalen treten wir als sicherer, attraktiver und verlässlicher Arbeitgeber in Tirol auf und sind auf allen relevanten und erfolgsversprechenden Jobmessen vertreten. Darüber hinaus identifizieren, unterstützen und entwickeln wir intern Auszubildende und Berufseinsteigende bis hin zu zukünftigen Führungskräften. Mit unserer Kampagne „Energiewende. Deine Berufung“ sprechen wir nicht nur unsere Mitarbeitenden, sondern auch Interessierte an, die unsere Leidenschaft für erneuerbare Energien teilen. Durch die vielfältigen Karrieremöglichkeiten in unserem Unternehmen bieten wir jedem die Chance, seine Berufung zu finden und gleichzeitig einen aktiven Beitrag zur Energiewende zu leisten.

Vereinbarkeit von Beruf und Privatleben

Unser Ziel ist es, unsere Mitarbeitenden bei der Vereinbarkeit von Beruf und Privatleben zu unterstützen. Wichtige Instrumente dafür sind Gleitzeit- sowie Teilzeitmodelle sowie – zunehmend – die Möglichkeit des mobi-

len Arbeitens. Da mobiles Arbeiten für viele Beschäftigte eine wertvolle Erleichterung darstellt, haben wir die Rahmenbedingungen und Voraussetzungen für Homeoffice geschaffen. Wir unterstützen unsere Mitarbeitenden zudem durch die Bereitstellung von Betreuungsplätzen in einer Kinderkrippe, die wir gemeinsam mit drei Partnern betreiben. Im Zwei-Jahres-Rhythmus prämiiert das Land Tirol die „Familienfreundlichsten Betriebe“, um heimische Unternehmen und deren Engagement hinsichtlich der Vereinbarkeit von Familie und Beruf vor den Vorhang zu holen. Dabei wird das Augenmerk auf die Gestaltung von Arbeitszeit und Arbeitsort, Karenz- und Wiedereinstieg, familienfreundliche Maßnahmen sowie Informationspolitik und Unternehmenskultur gelegt. Im Vorjahr wurden wir in diesem Bereich ausgezeichnet.

Vergütung und Zusatzleistungen

Zu einem wettbewerbsfähigen Arbeitsumfeld zählt auch eine attraktive Vergütung inklusive ergänzender Zusatzleistungen. Die Entlohnung unserer Mitarbeitenden ist stellenabhängig und richtet sich – unabhängig vom Geschlecht – nach dem jeweiligen Kollektivvertrag, der ausgeübten Tätigkeit sowie der individuellen Qualifikation.

Im Zuge der alljährlichen Kollektivvertragsverhandlungen wurden die Ist-Löhne und Ist-Gehälter mit Wirkung zum 01. Februar 2025 je nach Bezugsgruppe zwischen 3,3 % und 3,5 % erhöht. Zusätzlich wurden diverse Zulagen, Aufwandsentschädigungen und Lehrlingseinkommen entsprechend angepasst.

Zusätzlich zum laufenden Bezug sind Leistungen der betrieblichen Altersvorsorge ein wichtiger Bestandteil der Gesamtvergütung und haben traditionell einen hohen Stellenwert. Sie bilden eine wichtige Säule der Altersvorsorge und tragen maßgeblich zur langfristigen Bindung an das Unternehmen bei. Mitarbeitenden mit unbefristetem Dienstverhältnis bieten wir ergänzend zur gesetzlichen Pension die Möglichkeit einer privaten Vorsorge im Rahmen unseres Pensionssystems. Neben den Arbeitgeberbeiträgen können die Beschäftigten auch freiwillige Eigenbeiträge in die Pensionskasse leisten und ihre persönliche Vorsorge weiter stärken.

Im Geschäftsjahr 2025 haben wir das Projekt „Leitbild für den Arbeitsplatz der Zukunft“ gestartet. Flexible Arbeits-

orte, hybride Zusammenarbeit, digitale Werkzeuge – all das gehört mittlerweile zur neuen Arbeitswelt. Räume, Technologien und insbesondere unser Miteinander erfordern neue Strukturen und eine neue Definition. Aus diesem Grund hat der Vorstand die Initiative ins Leben gerufen, um die zukunfts- und menschenorientierte Arbeitswelt der TIWAG-Gruppe weiterzuentwickeln. Im Berichtsjahr haben wir eine Mitarbeitenden-Umfrage durchgeführt. Wichtige Ergebnisse der Umfrage ist der hohe Anteil an fokussierter Einzelarbeit. Konzentriertes Arbeiten und die persönliche Zusammenarbeit sind wichtige Gründe, in das Büro zu kommen. Meetings finden meistens im kleinen Rahmen statt und ein häufig genannter Wunsch ist eine gemeinsam nutzbare Kaffee- oder Teeküche. Derzeit befindet sich das Leitbild in der finalen Ausarbeitung.

Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz

Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz haben für uns höchste Priorität. Unser sicherheitstechnisches Zentrum und die Sicherheitsvertrauenspersonen bilden zentrale Stützen, um das Bewusstsein und die Eigenverantwortung unserer Mitarbeitenden im Hinblick auf Qualität und Arbeitssicherheit nachhaltig zu stärken.

Die Stabstelle hat ein umfassendes Regelwerk zur Beschreibung und Bewertung von Sicherheitsrisiken entwickelt. Die Sicherheitsvertrauenspersonen beraten unsere Mitarbeitenden in sicherheitsrelevanten Fragen und überwachen die Einhaltung der geltenden Richtlinien. In allen gesundheits- und sicherheitsrelevanten Bereichen bieten wir Aus- und Weiterbildungsmaßnahmen an – sowohl in Präsenz als auch über E-Learnings.

Zum Zwecke der Gesundheitsvorsorge stellen wir arbeitsmedizinische Dienstleistungen zur Verfügung. Für alle Fragen zur Förderung der Gesundheit am Arbeitsplatz geben Arbeitsmedizinerinnen und Arbeitsmediziner kompetent Auskunft zu allen Themen rund um die Gesundheitsförderung am Arbeitsplatz und betreuen die Mitarbeitenden im Rahmen der geltenden Arbeitnehmerschutzbestimmungen. Zu den angebotenen Maßnahmen zählen Gesundheitsuntersuchungen, Impfungen, Seh- und Hörtests sowie Empfehlungen für eine gesunde Ernährung. Darüber hinaus bietet unsere Betriebssportgemeinschaft ein vielfältiges Sport- und Fitnessprogramm an, das zur Förderung von Bewegung und Wohlbefinden beiträgt.

Arbeitnehmervertretungen

Die partnerschaftliche Zusammenarbeit hat bei uns eine lange Tradition und bildet die Grundlage dafür, die Interessen des Unternehmens und der Mitarbeitenden auch in herausfordernden Situationen in Einklang zu bringen. Die Anliegen unserer Mitarbeitenden werden durch die regionalen Betriebsräte sowie den Zentralbetriebsrat vertreten. Das Mitspracherecht unserer Lehrlinge wird über die gewählten Jugendvertrauensräte sichergestellt. Darüber hinaus sind drei Arbeitnehmervertreter im Aufsichtsrat vertreten.

SOZIALE BELANGE

Versorgungssicherheit

In unserer Unternehmensstrategie stehen wir für eine sichere, nachhaltige und integrierte Strom-, Gas- und Wärmeversorgung in Tirol.

Als Energieunternehmen und Verteilernetzbetreiber sorgen wir dafür, dass unsere Kundinnen und Kunden zuverlässig und sicher mit Energie versorgt werden und erfüllen damit eine gesellschaftlich zentrale Aufgabe. Eine tragende Säule zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit bilden unsere flexiblen Wasserkraftwerke, die zugleich auch der Stromspeicherung dienen. Ergänzt werden sie durch unsere leistungsfähigen Energienetze, die eine sichere und unterbrechungsfreie Versorgung gewährleisten.

Hochwasserschutz

Unsere Kraftwerke und Talsperren, die den Wasserrückhalt in den Erzeugungsgebieten erhöhen, leisten einen wichtigen Beitrag zur Hochwasservorsorge und tragen wesentlich dazu bei, Hochwasserschäden zu vermeiden. Durch die kontinuierliche Erfassung aktueller Wasserstände sowie der gemessenen Durchflüsse an den Pegeln gewinnen wir wertvolle Informationen, die den Hochwasserschutz im Bundesland Tirol nachhaltig verbessern.

ZWEIGNIEDERLASSUNGSBERICHT

Im Geschäftsjahr 2025 bestand in Lienz eine Zweigniederlassung der TIWAG-Next Energy Solutions GmbH (FN 195282f).

IV. CHANCEN- UND RISIKOBERICHT

Das Hauptziel unseres Risikomanagementsystems ist es, frühestmöglich Chancen und Risiken zu erkennen, zu analysieren und zu bewerten, die Chancen bestmöglich zu nutzen und die Risiken zu begrenzen, damit wir den zukünftigen Erfolg des Unternehmens in allen Bereichen sicherstellen können. Unter Chancen verstehen wir die möglichen positiven Abweichungen des für das laufende Geschäftsjahr hochgerechneten bzw. für das folgende Geschäftsjahr geplanten Ergebnisses vor Steuern (EvS) in der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG und im Konzern sowie der Nettoverschuldung im Konzern. Entgegengesetzt dazu sind Risiken die möglichen negativen Abweichungen der genannten finanziellen Unternehmensziele.

Chancen und Risiken quantifizieren wir mittels Einzelwerten und im Rahmen von Szenarien anhand der Dimensionen Eintrittswahrscheinlichkeit und wirtschaftliche Auswirkung. Einzelrisiken werden durch die Ansprechpersonen bewertet und in der Risikomanagementsoftware (R2C) abgebildet und dokumentiert. In weiterer Folge werden die Risiken und Chancen mittels Monte-Carlo-Simulation modelliert, aggregiert und als Ergebnis die Schwankungsbreite des hochgerechneten Ergebnisses vor Steuern sowie der Nettoverschuldung für das laufende Geschäftsjahr bzw. des Planergebnisses vor Steuern sowie der geplanten Nettoverschuldung für das folgende Geschäftsjahr ermittelt.

GESAMTBEURTEILUNG DER CHANCEN- UND RISIKOSITUATION

Die Chancen- und Risikosituation des TIWAG-Konzerns hat sich im Vergleich zum Vorjahr nicht grundsätzlich verändert: Während das Geschäftsjahr 2023 stark von rechtlichen Risiken geprägt war, haben sich diese Risiken im Geschäftsjahr 2025 wieder etwas abgeschwächt. Markt-, Finanzierungs- und rechtlichen Risiken sind nach wie vor relevant. Unsere Chancen liegen vor allem in der nachhaltigen und erneuerbaren Wasserkraft-erzeugung mit hochwertigen Produkten aus (Pump-) Speicherwasserkraft. Die stabile Liquiditätssituation und günstige Geschäftsentwicklung wesentlicher Beteiligungen wirken risikomindernd.

In der Energiewirtschaft vollzieht sich seit Jahren ein Wandel, zuletzt verschärft durch die nationalen und internationalen Ziele zum Klimaschutz und geopolitische Krisen. Vor allem das Genehmigungsrecht für den Bau neuer Großkraftwerke und der Betrieb der bestehenden Kraftwerke birgt für uns Risiken.

Die Abgabe einer Prognose für 2026 ist aufgrund globaler Krisen (u. a. Nahost-Konflikt, Ukraine-Krieg, und Handelsstreit mit den USA) und deren Auswirkungen auf die Energiemärkte aber auch aufgrund der innenpolitischen Unsicherheiten schwierig und deren Konsequenzen können nur schwer abgeschätzt werden. Bis dato sind die Auswirkungen der geopolitischen Verwerfungen auf den TIWAG-Konzern überschaubar. Der zukünftige Geschäftsverlauf wird neben der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung langfristig auch durch den regulatorischen und den wettbewerblichen Rahmen auf europäischer und nationaler Ebene bestimmt und darüber hinaus durch kurzfristig orientierte gesetzgeberische Maßnahmen beeinflusst.

Trotz dieser tiefgreifenden Veränderungen der Energiewirtschaft und den instabilen Rahmenbedingungen gibt und gab es aus Sicht des Vorstandes keine wesentlichen Anhaltspunkte, die den Fortbestand des Unternehmens gefährden.

RISIKOMANAGEMENTSYSTEM

Im Unternehmen haben wir ein Risikomanagementsystem und ein Internes Kontrollsystem institutionalisiert, die laufend weiterentwickelt und überwacht werden. Der Risikomanagement-Prozess, der sich am internationalen COSO-Risikomanagementstandard orientiert, ist ein softwaregestützter standardisierter Prozess, der Transparenz sowie Nachvollziehbarkeit garantiert und folgende Merkmale aufweist:

Organisation und Zuständigkeiten

- Aus institutioneller Sicht trägt der Vorstand die Ergebnis- und Organisationsverantwortung für das Risikomanagement. Er gibt die Risikostrategie vor und informiert den Aufsichtsrat regelmäßig über die aktuelle Risikolage des Unternehmens.

- Der Vorstand wird durch die Geschäftsführer der Tochtergesellschaften und diversen Organisationseinheiten unterstützt, die Berichtsverantwortung trägt im Wesentlichen der Bereich Controlling und Treasury. Das Chancen- und Risikomanagement ist in die Strategie und in die Planungsprozesse integriert.
- Der Compliance-Beauftragte berichtet regelmäßig an den Vorstand und informiert jährlich den Prüfungsausschuss des Aufsichtsrates über den Status der Compliance und der Konzernrevision.
- Die Konzernrevision überprüft laufend das Risikomanagementsystem.
- Um die Risiken in den wesentlichen Wertschöpfungsketten des Konzerns richtig zu steuern und die relevanten Steuerungsinformationen sachgerecht aufzubereiten und an die zuständigen Entscheidungsträger zu kommunizieren, wurden Risk Committees (RC) für Netze und Systeme, für Energiewirtschaft, für Finanzen sowie für Programme und Projekte eingerichtet. Mitglieder der diversen Risk Committees sind neben dem Vorstand die Geschäftsführer der TINETZ-Tiroler Netze GmbH, TIGAS-Wärme Tirol GmbH und TIWAG-Next Energy Solutions GmbH sowie die zuständigen Bereichs- und Abteilungsleiter.
- Die Risk Committees entwickeln geeignete Risikostrategien und unterstützen die Ergebnis- und Organisationsverantwortlichen.
- Auf Basis der bewerteten Risiken (betreffend Auswirkung und Eintrittswahrscheinlichkeit) werden die aggregierten Wahrscheinlichkeitsverteilungen des hochgerechneten Ergebnisses vor Steuern sowie der hochgerechneten Nettoverschuldung für das laufende Geschäftsjahr der TIWAG und des Konzerns errechnet. Ebenso werden dementsprechende Berechnungen für das Folgejahr auf Basis des geplanten Ergebnisses vor Steuern sowie der geplanten Nettoverschuldung durchgeführt.
- Die Gesamtrisikopositionen auf Einzel- und Konzernabschlussebene mit ihren größten Risiken und Chancen samt der Schwankungsbreiten werden vierteljährlich vom Bereich Controlling und Treasury dargestellt und an den Vorstand berichtet. Darüber hinaus werden einmal jährlich die Prüfungsausschüsse der Aufsichtsräte von TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG und TINETZ-Tiroler Netze GmbH über die Risikobewertungen per 30.09. sowie über die Ziele und Aufgaben des Risikomanagements samt Überblick über die Inhalte der abgehaltenen Risk Committees informiert.

INTERNES KONTROLLSYSTEM (IKS) IM HINBLICK AUF DEN RECHNUNGSLEGUNGSPROZESS

Legal Compliance und Transparenz haben für uns einen großen Stellenwert. Die Vorgaben des Aktiengesetzes, für ein Rechnungswesen und ein Internes Kontrollsystem (IKS) zu sorgen, welche den Anforderungen des Unternehmens entsprechen, werden vom Vorstand konsequent umgesetzt. Der Rechnungslegungsprozess und die Wirksamkeit des Internen Kontrollsystems werden vom Prüfungsausschuss laufend überwacht. Das Interne Kontrollsystem dient dazu, Geschäftsprozesse ordnungsgemäß sicherzustellen, gesetzliche und interne Vorschriften einzuhalten, Fehler zu vermeiden bzw. aufzudecken und Risiken durch klare Verantwortlichkeiten und nachvollziehbare dokumentierte Überwachungsmechanismen sowie Maßnahmen zu vermindern. Bezogen auf die Finanzberichterstattung sorgt das IKS dafür, Vorschriften, die sich aus den Grundsätzen der ordnungsgemäßen Buchführung, dem Unternehmensgesetzbuch und dem Aktiengesetz sowie den regulatorischen Verpflichtungen ergeben, einzuhalten.

Instrumente

- Die Richtlinie „Risikomanagement“ bildet die Basis für das Risikomanagement.
- Die Organisationseinheiten bzw. die Tochterunternehmen identifizieren bzw. aktualisieren mit Unterstützung des Risikomanagements im Bereich Controlling und Treasury die Risiken vierteljährlich und dokumentieren diese mittels Risikomanagementsoftware R2C.
- Für die Bewertung der Risiken nutzen wir adäquate Methoden und aggregieren die Risiken mittels Monte-Carlo-Simulation zu einer Gesamtrisikoposition.
- Ausgehend vom Erwartungswert, der dem Hochrechnungs- bzw. Planwert entspricht, werden ein Best- und Worst Case Szenario ermittelt.
- Sowohl auf Unternehmens- als auf Konzernebene werden die Einzelrisiken zu Risikokategorien zusammengefasst.

Die Erstellung des Jahresabschlusses erfolgt durch den Bereich Finanz- und Rechnungswesen. Die Bilanzierungsvorschriften bestimmen den Abschlussprozess, die Zuständigkeiten und Termine werden konzernweit festgelegt.

Die buchhalterischen Vorgänge werden von den prozesszuständigen berechtigten Personen mithilfe des ERP-Softwaresystems SAP, Modul FI abgebildet, dabei werden die IKS-Prinzipien der Funktionstrennung und des Vier-Augen-Prinzips strikt eingehalten. Versicherungsmathematische Gutachten werden von spezialisierten Dienstleistern erstellt.

Das IKS für den Rechnungslegungsprozess wird in regelmäßigen Abständen von der Konzernrevision im Hinblick auf dessen Angemessenheit und Wirksamkeit getestet und die Ergebnisse daraus werden dem Vorstand und dem Prüfungsausschuss berichtet.

CHANCEN UND RISIKEN

Markt und Wettbewerb

Das Marktumfeld ist konjunkturabhängig und wird unter anderem von energie-, wirtschafts-, umwelt- und konsumentenschutzpolitischen Entscheidungen beeinflusst. Die Entwicklungen auf den Absatz und Beschaffungsmärkten führen in Kombination mit unserer Eigenerzeugung zu Deckungsbeitragschancen bzw. -risiken.

Unsere Eigenerzeugung wird wesentlich von der Hydraulizität beeinflusst, die unmittelbar auf die erzeugte Strommenge wirkt. In einem Trockenjahr kann weniger, in einem Nassjahr mehr Strom erzeugt werden. Nachfrageseitig sind vor allem die lokalen wirtschaftlichen Entwicklungen sowie die herrschenden Lufttemperaturen wichtige Einflussfaktoren. Darüber hinaus werden die Energiepreise stark von der geopolitischen Lage, den natürlichen Gegebenheiten, den regulatorischen Rahmenbedingungen sowie den Preisen der diversen Primärenergieträger bestimmt.

Beispielsweise beeinflussen Windaufkommen und Globalstrahlung zunehmend den Anteil der Erzeugung aus erneuerbaren Energien und in weiterer Folge die zu deckende Residuallast sowie letztlich die Preise an den Energiemärkten.

Insbesondere sogenannte „Dunkelflauten“, in denen über mehrere Tage oder Wochen kaum Erzeugung aus Wind und Photovoltaikanlagen möglich ist, können zu kritischen Versorgungsengpässen führen.

Zudem könnten großtechnische Batteriespeicher (BESS), die zunehmend realisiert und in großer Zahl angekündigt werden, durch Energiearbitrage, die Bereitstellung von Systemdienstleistungen sowie die Glättung von Last- und Erzeugungsspitzen die Residuallast und damit die kurzfristige Preisbildung an den Energiemärkten spürbar beeinflussen.

Darüber hinaus ist zu erwarten, dass der im Rahmen der deutschen Kraftwerksstrategie forcierte Zubau moderner, wasserstofffähiger Gaskraftwerke sowie die in Österreich und Deutschland geführten Diskussionen über die Einführung eines Kapazitätsmarktes – ggf. parallel zu einer möglichen europaweiten Renaissance der Kernenergie – die Investitionssignale, die Merit Order und damit die mittelfristige Preis- und Volatilitätsentwicklung an den Strommärkten spürbar beeinflussen.

Eine auf das Marktumfeld abgestimmte Beschaffungsstrategie, eine preisoptimierte Vermarktung der eigenen Erzeugung, die laufende Prognose der Last- und Aufbringungssituation, eine transparente Performance- und Risikomessung sowie eine gezielte Risikosteuerung innerhalb der jeweiligen Buchstruktur dienen hierbei als Grundpfeiler für eine zielgerichtete Nutzung der bestehenden Chancen.

Aufgrund des unverändert hohen Wettbewerbsdrucks und des eigenen Anspruchs, eine sichere, nachhaltige und integrierte Strom-, Gas- und Wärmeversorgung in Tirol zu gewährleisten, sind wir bestrebt, unsere Pro-

zesse kontinuierlich weiterzuentwickeln. Nur so gelingt es uns, attraktive Produkte sowie entsprechende Dienstleistungen anzubieten und nachhaltig wettbewerbsfähig aufzutreten. Die steigende Anzahl an Kundinnen und Kunden, die als sogenannte „Prosumer“ (z. B. Haushalte, die Strom sowohl verbrauchen als auch erzeugen) und „Flexumer“ (z. B. Haushalte, die ihren Verbrauch flexibel anpassen oder optimieren) auftreten, versuchen wir dabei mit neuen Produkt- und Dienstleistungsansätzen bestmöglich zu unterstützen.

Die Energiebeschaffungspreise sind im Vergleich zum Geschäftsjahr 2024 wieder leicht angestiegen, bewegen sich jedoch weiterhin auf einem Niveau deutlich unter jenem des Geschäftsjahres 2022.

Wir sind einem anhaltenden Preiswettbewerb ausgesetzt. Zur zielgerichteten Nutzung der vorhandenen Chancen werden die Eigenerzeugung unserer Kraftwerke sowie Forwards und Futures mit physischer bzw. finanzieller Vertragserfüllung eingesetzt.

Die abgeschlossenen Sicherungsgeschäfte dienen der Preissicherung, der Systemoptimierung sowie dem Last und Zufluss- bzw. Erzeugungsausgleich. Das zuständige Risk Committee, dem auch das ressortzuständige Vorstandsmitglied angehört, steuert das Risiko auf Basis der Vorgaben der Unternehmensleitung. Das operative Risikomanagement Team überwacht die festgelegten Limits.

Der Abschluss von Over-the-Counter (OTC) Handelsgeschäften erfolgt nach geltenden Best-Practice-Regelungen und auf Basis von Rahmenverträgen, wie sie von der European Federation of Energy Traders (EFET) veröffentlicht werden.

Strategie und Nachhaltigkeit

Unternehmensstrategische Risiken resultieren unter anderem aus der Fehleinschätzung der künftigen Markt- und Wettbewerbsentwicklung. Durch unsere kontinuierlichen Markt- und Wettbewerbsbeobachtungen versuchen wir gezielt Chancen zu nutzen und Risiken zu vermeiden.

Die Entscheidungen über Art, Umfang und Standort unserer Investitionsprojekte beruhen auf Annahmen bezüglich langfristiger Markt-, Margen- und Kostenentwicklungen. Auch hier ergeben sich Chancen und Risiken aus möglichen Abweichungen der realen Entwicklung zu unseren Annahmen. Wesentliche Maßnahmen zur Begegnung der daraus resultierenden Risiken ergeben sich aufgrund von fundierten Wirtschaftlichkeitsbeurteilungen, dem laufenden Monitoring und dem regelmäßigen Update der zugrundeliegenden Parameter.

Die gesellschaftlichen Nachhaltigkeitsanforderungen nehmen laufend zu und beeinflussen Technologien und verändern Kundenbedürfnisse. Aus diesem Grund prüfen und implementieren wir den Einsatz digitaler Technologien entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Wesentliche Nachhaltigkeitsrisiken, die sich aus den Themenbereichen Sicherheit und Umweltschutz, Gesundheitsschutz, Compliance, Lieferantenbeziehungen sowie Arbeits- und Sozialstandards ergeben können, begegnen wir dadurch, dass wir bestehende lokale gesetzliche Anforderungen erfüllen und unternehmensintern entsprechende Richtlinien in Kraft setzen und deren Umsetzung kontrollieren. Regulatorische Risiken in Bezug auf den Klimaschutz resultieren beispielsweise aus gesetzlichen Vorgaben hinsichtlich CO₂-Bepreisung. Auch hier reagieren wir, indem wir gesetzliche Vorgaben erfüllen und unternehmensintern Instrumente des Prozessmanagements und des Internen Kontrollsystems einsetzen.

Betrieb

In den Kraftwerksanlagen und Netzen können durch Störungen, Schäden und Folgeschäden ungeplante Betriebsunterbrechungen auftreten, welche die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Unternehmens belasten. Risiken bestehen auch bei der Projektierung und dem Neubau von kapitalintensiven Anlagen. Diesen Geschäftsrisiken begegnen wir durch hohe technische Sicherheitsstandards, Ausbau der Netzkapazitäten, vertragliche Absicherungen, laufende Instandhaltungsmaßnahmen, regelmäßige Qualitäts- und Wartungskontrollen

sowie angemessenen Versicherungen. Besondere Aufmerksamkeit richten wir auf die Lieferketten und Vorlieferanten sowie auf die Materialpreise in unseren Bauprojekten. Diesen Risiken begegnen wir durch die Beauftragung von branchenerfahrenen Lieferanten.

IT-Sicherheit

Wir sind auf eine Vielzahl von IT-Systemen angewiesen. IT-Sicherheitsrisiken bestehen in der Nichtverfügbarkeit der komplexen Netzsysteme sowie der Verfälschung, Zerstörung oder Ausspähung des bestehenden Datenbestandes. Sollten Daten verloren gehen oder manipuliert werden, so kann dadurch die Anlagenverfügbarkeit beeinträchtigt werden sowie wettbewerbsrechtliche Nachteile, haftungsrechtliche Konsequenzen und ein Reputationsverlust entstehen. Eine Risikominimierung wird durch entsprechende Investitionen in stabile und redundante IT-Systeme samt Back-up-Systemen und deren Wartung, in normierte Sicherheitsstandards, Notfallübungen sowie eine strikte Handhabung der Zugangsberechtigungen und -kontrollen erzielt.

Die im Einsatz befindlichen Systeme werden permanent überwacht, fortlaufend aktualisiert und regelmäßig von unabhängiger Seite auditiert. Des Weiteren werden Richtlinien erlassen und die Mitarbeitenden regelmäßig im Informations- und Datenschutz geschult.

Personal

Wir benötigen hochqualifizierte Fach- und Führungskräfte. Stehen nicht ausreichend Mitarbeitende zur Verfügung und können diese nicht nachhaltig an das Unternehmen gebunden werden, können dem Konzern weitreichende Nachteile, insbesondere durch Know-How Verlust entstehen. Aufgrund der anstehenden Pensionierungen müssen wir in den kommenden Jahren wesentliche Führungspositionen neu besetzen. Wir begrenzen diese Risiken durch Personalakquise, Personalentwicklung sowie leistungsgerechte Entlohnungs- und Anreizsysteme. Auch die betriebliche Gesundheitsvorsorge und das attraktive Arbeitsumfeld liefern wesentliche Beiträge zur Risikominimierung.

Finanzwirtschaftliche Chancen und Risiken

Für den Umgang mit finanzwirtschaftlichen Risiken bestehen detaillierte Vorgaben. Im Rahmen des Risikomanagements werden die Risiken kontinuierlich überwacht und dem Vorstand, Prüfungsausschuss und Aufsichtsrat berichtet. Im Risk Committee „Finanzen“ werden Berichte über aktuelle Risiken und Maßnahmen im Finanzmanagement, in den langfristigen Finanzierungen, in der Performance der Veranlagungen, dem Working Capital Management und der Genehmigung von Finanzlimits erstellt und Vorschläge möglicher Risikosteuerungsmaßnahmen erarbeitet.

Aufgrund potenzieller Schwankungen der Wechselkurse, der Marktzinsen und der Aktienkurse ergeben sich sowohl Risiken als auch Chancen. Das zentrale Konzern-Treasury steuert, kontrolliert und sichert anlassbezogen die Währungs- und Zinsrisiken durch geeignete derivative Instrumente ab. Die bestehende Cross-Border-Leasing-Transaktion wurde im Berichtsjahr vertragskonform bewirtschaftet. Neben dem Marktzins werden unsere Finanzierungskosten, die überwiegend durch die Finanzierung unserer langfristigen Investitionsprojekte verursacht werden, auch durch zu zahlende Kreditrisikoprämien bestimmt. Diese werden im Wesentlichen durch unsere Kreditwürdigkeit und die Marktgegebenheiten zum Zeitpunkt der Inanspruchnahme beeinflusst.

Dem Risiko, bei Bedarf Finanzmittel nicht zu den zu erwartenden Konditionen beschaffen zu können, begegnen wir durch eine langfristig abgestimmte und zentral gesteuerte Finanzplanung. Die erwarteten Auswirkungen von Zinsentwicklungen auf die Refinanzierung haben wir in unserer Unternehmensplanung bzw. im Risikomanagement bereits berücksichtigt. Auswirkungen von Zinsschwankungen werden ebenso im Rahmen des Risikomanagements betrachtet.

Beteiligungsrisiken sowie -chancen resultieren aus schwankenden Beteiligungsergebnissen und Beteiligungsansätzen, zu geringen Veräußerungserlösen im Rahmen von Desinvestitionen und allfälligen Haftungen

nach erfolgter Vermögensübertragung. Ein professionelles Beteiligungsmanagement und eine Vertretung in den Gremien der jeweiligen Beteiligungsgesellschaft ermöglicht ein frühzeitiges Erkennen von allfälligen Bedrohungspotenzialen und reduziert damit das Risiko. Das Risiko der Wertminderung von Vermögensgegenständen erhöht sich, wenn der anzunehmende Zinssatz steigt und die prognostizierten Cashflows sinken.

Durch die Geschäftsbeziehungen mit KundInnen und LieferantInnen besteht ein Kontrahentenrisiko. Sollten diese GeschäftspartnerInnen zahlungsunfähig werden, kann uns aus offenen Forderungen oder bereits getätigten Anzahlungen ein monetärer Verlust entstehen. Aktuell führen die geopolitischen Unsicherheiten und die stagnierende Wirtschaftsentwicklung zu einem erhöhten Risiko. Um solche Forderungsausfallsrisiken zu begrenzen, setzen wir als Sicherungsinstrumente angemessene Vertragsgestaltungen ein, diversifizieren die GeschäftspartnerInnen und setzen ein straffes Forderungsmanagement, das Limits festlegt und zeitnah anpasst, ein. Anlassbezogen werden Barsicherheiten bzw. Bankgarantien eingefordert. Im Finanz- und im Energiehandelsbereich werden nur Kreditbeziehungen zu Banken und HandelspartnerInnen mit guter Bonität unterhalten. Die Bonität und die Limits werden laufend überprüft.

Wir haben eine vertragliche Nachschussverpflichtung für leistungsorientierte Pensionszusagen gegenüber der Pensionskasse. Das Risiko einer Inanspruchnahme tritt ein, wenn zum Bilanzstichtag das nach versicherungsmathematischen Grundsätzen ermittelte, erforderliche Deckungskapital nicht durch entsprechende Vermögenswerte gedeckt ist. Eine solche Unterdeckung kann beispielsweise durch geänderte biometrische Rechengrundlagen, modifizierte gesetzliche Bestimmungen, Änderungen des Rechnungszinses oder eine Minderperformance der Vermögensveranlagung in der Pensionskasse entstehen. Risiken einer Unterdeckung durch marktbedingte Wertschwankungen der Vermögensanlagen begegnen wir durch ertrags- und risikooptimierte Anlagestrategien, die speziell auf die jeweilige Struktur der Pensionsverpflichtung ausgerichtet sind.

Im Rahmen von Außenprüfungen durch die Finanzbehörde kann es aufgrund einer unterschiedlichen Beurteilung von Sachverhalten zu Nachforderungen kommen.

Liquiditätsrisiken bestehen darin, dass die liquiden Mittel nicht ausreichen, um die finanziellen Verpflichtungen des Unternehmens fristgerecht zu erfüllen. Grundlage für die Aufrechterhaltung der Zahlungsfähigkeit ist das Erkennen der Schwankungen der Zahlungsströme durch eine entsprechende Liquiditätsplanung, ein starker operativer Cashflow, ein ausgewogenes Fälligkeitsprofil der Finanzschulden sowie vertraglich zugesicherte und ungenutzte Kreditlinien. In diesem Zusammenhang ist dabei ein besonderes Augenmerk auf die liquiditätswirksamen Sicherheitshinterlegungen im Zusammenhang mit Absicherungsgeschäften an den Strombörsen zu legen.

Rechts- und Regulierungsrisiken

Laufende und drohende Rechtsstreitigkeiten werden kontinuierlich überwacht und dem Vorstand sowie dem Aufsichtsrat hierüber regelmäßig Bericht erstattet.

Den Risiken begegnen wir durch eingehende interne und externe Analysen und Bewertungen der Sachverhalte und durch Bildung entsprechender Rückstellungen aus möglichen Inanspruchnahmen. Unser Compliance Management System dient dazu, Gesetzesverstöße zu vermeiden. Aktuell haben energie- und klimapolitische Entscheidungen, wie die Regelungen zum Ausbau erneuerbarer Energie und die Anforderungen zur Erreichung der Klimaschutzziele wesentliche Auswirkungen auf unser Geschäftsgebaren.

Chancen und Risiken können sich aus der Veränderung der politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen sowie des regulatorischen Umfelds ergeben. Allfälligen Risiken begegnen wir dadurch, dass wir mit Interessensvertretungen und Verbänden auf den verschiedensten Ebenen zusammenarbeiten und bestrebt sind, mit den Behörden und der Politik konstruktive Dialoge zu führen. Wo es erforderlich ist, passen wir unsere Prozesse und Geschäftsmodelle an und versuchen, sich bietende Chancen durch Entwicklung von Produkten und Dienstleistungen bestmöglich zu nutzen.

Seit Beginn des Ukraine-Krieges hat sich die Wahrscheinlichkeit regulatorischer Eingriffe in die Energiemärkte und in die Stromerzeugung deutlich erhöht. Insbesondere die rückwirkende Verlängerung des Bundesgesetzes Energiekrisenbeitrag-Strom (EKBSG) hat gezeigt, dass Sondersteuern auf Gewinne von Energieversorgungsunternehmen nicht ausgeschlossen werden können.

Des Weiteren besteht weiterhin Unsicherheit darüber, wie die deutlich gestiegenen Energiebeschaffungskosten in die Absatzpreise umgelegt werden können. Die Energiebranche ist hierbei von einer konkreten Rechtsgrundlage durch den Gesetzgeber abhängig, welche als Reaktion auf die außergewöhnliche Markt- und Energieversorgungslage geschaffen wird.

Bei der Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie (WRRL) besteht für die Speicherkraftwerke nach wie vor ein schwer quantifizierbares Risiko – insbesondere im Zusammenhang mit Dotierwasserabgabebeforderungen an hochliegenden Wasserfassungen und Talsperren (Erzeugungsverluste) sowie mit den vorgesehenen Schwalldämpfungmaßnahmen.

Allfällige zukünftige Veränderungen der Preiszonen, beispielsweise eine Auftrennung Deutschlands in mehrere Zonen oder die Einführung mehrerer Marktgebiete innerhalb Österreichs, stellen ein regulatorisches Risiko dar. Auch die Einführung von Kapazitätsmechanismen, z. B. eines Kapazitätsmarkts oder einer strategischen Reserve, birgt beihilfen- und designbezogene Risiken und kann preislich über Kapazitätsentgelte die Endkundenbelastung erhöhen, zugleich jedoch Knappheitspreisspitzen und die Volatilität an Spot- und Terminmärkten dämpfen.

Weitere, aus heutiger Sicht noch schwer greifbare Rechts- und Regulierungsrisiken ergeben sich aus aktuell vorangetriebenen legislativen Vorhaben. Gravierende Auswirkungen und ein entsprechender Anpassungsbedarf für das Geschäftsmodell können sich insbesondere aus dem neuen Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG), den Novellen zur EU-Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II), der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie, Änderungen hinsichtlich der Nebentätigkeitsausnahme (MiFID II) sowie aus den bereits zuvor angesprochenen Sonderabgaben ergeben.

V. AUSBLICK

Im Lichte der massiven Verwerfungen der letzten Jahre konnte die Robustheit und Stabilität des Geschäftsmodells der TIWAG-Gruppe eindrucksvoll unter Beweis gestellt werden. Der Konzern war damit nicht nur ein verlässlicher Partner für unsere Kunden, Lieferanten, Geldgeber und Geschäftspartner, sondern konnte auch unseren Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern krisensichere Beschäftigung bieten. Die Stärke der TIWAG-Gruppe auf allen Stufen der Wertschöpfungskette des Stromgeschäfts (Erzeugung, Netz, Handel, Vertrieb), aber auch im Gas- und Fernwärmegeschäft sowie in neuen Geschäftsfeldern tätig zu sein, wird auch in Zukunft die wesentliche Grundlage für die Ertragskraft des Konzerns bilden und dazu beitragen, den Unternehmenswert zu sichern.

Insbesondere vor dem Hintergrund der weiterhin unsicheren wirtschaftlichen Entwicklung in den kommenden Jahren wird es notwendig sein, die eingeleiteten Maßnahmen weiter zu verfolgen, neue technologische Entwicklungen verantwortungsbewusst zu nutzen um damit die Geschäftsprozesse einfacher, schneller und kostengünstiger zu gestalten und abzuwickeln.

Am Markt ist es wesentlich, die hohe Zufriedenheit und Bindung unserer Kundinnen und Kunden in Tirol als Basis für eine stabile Zukunft zu erhalten. Unser Geschäftsvolumen außerhalb Tirols wird nach klaren Ertrags- und Risikovorgaben zu überprüfen und allenfalls anzupassen sein.

Entscheidend wird sein, auf Basis der energiepolitischen Grundsatzentscheidung der Tiroler Landesregierung, die heimische Wasserkrafterzeugung als Kern der Wertschöpfung unserer Unternehmensgruppe weiter auszubauen und damit die Basis für eine sichere, kostensichere und saubere Energieversorgung Tirols auch in der Zukunft zu gewährleisten.

Innsbruck, am 13. April 2026

Der Vorstand

Dr.-Ing.
Michael Kraxner

Dipl.-Ing.
Alexander Speckle





WEITERE INFORMATIONEN ZUM GESCHÄFTSJAHR



Unsere KundInnen

Die Anforderungen an einen Energieversorger unterliegen einer ständigen, dynamischen Entwicklung. Neben attraktiven Preisen und einem umfassenden Beratungsangebot stehen innovative Produkte und Dienstleistungen ganz oben auf der Wunschliste der KundInnen. TIWAG begegnet dieser Herausforderung als günstigster Landesenergieversorger und mit der laufenden Erweiterung des Produkt- und Dienstleistungsspektrums.

Kundenbindung und Kundenservice

Nach der Preissenkung im Dezember 2024 wurden die Preise für Standardprodukte im gesamten Berichtsjahr auf dem aktuellen Niveau gehalten. Mit dem Produkt comfort privat und dem Arbeitspreis von 9,8 Cent pro Kilowattstunde (exklusive Umsatzsteuer) gehörte TIWAG im Haushaltskunden-Segment stets zu den günstigsten Anbietern in Österreich. Der Bonus von € 20 brutto als Anreiz für die Zustimmung zur umweltfreundlichen und komfortablen Online-Kommunikation wurde beibehalten und durch die Verlosung von zwei iPad Pro zusätzlich verstärkt.

Das neue Produkt TIWAG-smart flex wurde in Zusammenarbeit mit ausgewählten KundInnen im Rahmen eines Pilotprojekts erprobt und für den offiziellen Produktlaunch vorbereitet. Ein intelligentes Energiemanagement in Kombination mit einem dynamischen Stromprodukt ermöglicht die automatisierte und effiziente Steuerung des Energieverbrauchs.

Im Bereich der E-Mobilität führte der Wechsel auf ein neues System zu spürbaren Verbesserungen. Die neue E-Mobility-App ist intuitiver bedienbar und sorgt für ein überzeugendes Nutzererlebnis. Gleichzeitig erlaubt das System eine bessere Überwachung der Ladestationen und ein schnelleres Eingreifen bei Störungen.

Auch das Angebot für Betreiber von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften wurde laufend weiterentwickelt und reicht von der Konzeption bis zu Inbetriebnahme und Service, wobei insbesondere die Services rund um die Abrechnung gezielt erweitert wurden.

Im Service Center wurden nahezu 100 % der Anrufe mit einer Wartezeit unter einer Minute entgegengenommen. Laufende Kunden-Befragungen bestätigen die hohe Wertschätzung für diesen Service und die kompetente Beratung. Mit dem Newsletter-Service werden mittlerweile über 100.000 KundInnen proaktiv über aktuelle Ereignisse und Entwicklungen am Strommarkt informiert.

Neben den Tagen der offenen Tür in den TIWAG-Kraftwerken und auf Kraftwerksbaustellen waren die TIWAG-Stände auf den großen Publikumsmessen Tiroler Frühjahrs- und Innsbrucker Herbstmesse sowie den beiden Fachmessen Hausbau & Energie Messe sowie Agro Alpin Messe sehr gut besucht. Sowohl die generelle Stimmung gegenüber TIWAG als auch die Rückmeldungen zur Beratungsqualität fielen äußerst positiv aus.

GeschäftskundInnen

Um den vielfältigen Bedürfnissen spezifischer Kundengruppen noch besser gerecht zu werden, wurde die Produktlandschaft im Segment der KMU- und Key-Account-KundInnen weiterentwickelt und gezielt angepasst. Das 2025 gelaunchte Dashboard „TIWAG-Business Hub“ ermöglicht KundInnen eine übersichtliche und datenbasierte Verwaltung ihrer Verträge. Parallel wurden interne Strukturen optimiert, um schnell und effizient auf Markterfordernisse zu reagieren. Erste Erfolge, insbesondere in den Bereichen Bergbahnen sowie E-Mobilität, bestätigen den eingeschlagenen Weg. Auch bei öffentlichen Ausschreibungen haben sich die Verbesserungen bewährt.

Der gleichermaßen traditionelle wie beliebte „Business Talk“ am Achensee war wieder überaus gut besucht. Der erstmalig durchgeführte EnergieWest-Partnertag stärkte durch regen Informationsaustausch nachhaltig die Zusammenarbeit zwischen der TIWAG und den EnergieWest-Mitgliedern.

Netzwerk Wärmepumpe Tirol

Das Netzwerk Wärmepumpe Tirol (NWWPT) fungierte auch 2025 als zentrale Anlaufstelle für Fragen rund um die Wärmepumpentechnologie. Beratungen von der Planung bis zur Wartung sowie ein partnerschaftlicher Wissensaustausch zwischen EndkundInnen und Fachleuten standen im Fokus. Mit einem klaren Anspruch an Qualität und Nachhaltigkeit arbeiteten InitiatorInnen, PartnerInnen und Mitglieder im Einklang mit den Zielen der Initiative „TIROL 2050 energieautonom“ eng zusammen. Ziel war es, die Wärmepumpentechnologie in Tirol weiter zu etablieren und eine zukunftssichere, energieeffiziente Wärmeversorgung sicherzustellen.

TIWAG-Vorteilswelt

Das starke Wachstum der Vorteilswelt-Community setzte sich im Berichtsjahr ungebrochen fort. Attraktive Vorteile, gefragte Gewinnspiele sowie der viel genutzte Adventkalender erhöhten die Beliebtheit der TIWAG-Vorteilswelt bei KundInnen und KooperationspartnerInnen gleichermaßen. Besonders hervorzuheben sind die attraktiven Vorteile der Seilbahnunternehmen, die maßgeblich dazu beitrugen, sowohl die Anzahl der Registrierungen als auch die Einlösungen kontinuierlich zu steigern.

Weihnachtsspende

Die traditionelle Weihnachtsspende von 10.000 Euro ging an die Österreichische Krebshilfe Tirol. Damit wurde ein wertvoller Beitrag zur Prävention geleistet und zugleich Erkrankten sowie deren Familien professionelle Begleitung in herausfordernden Zeiten ermöglicht.



Die beiden Vorstandsdirektoren Michael Kraxner (r.) und Alexander Speckle (l.) übergaben den Spendenscheck an Dominik Wolf (Präsident Krebshilfe Tirol, 2.v.l.) und Florian Klotz (Geschäftsführer Krebshilfe Tirol).

Unsere MitarbeiterInnen

Bestens qualifizierte MitarbeiterInnen sind die Grundlage dafür, die dynamischen Herausforderungen des Energiemarktes, die laufend veränderten Rahmenbedingungen sowie die daraus resultierenden Anpassungen interner Prozesse erfolgreich zu bewältigen. Angesichts des zunehmenden Wettbewerbs um Talente sind gezielte Investitionen in die Personalentwicklung unverzichtbar.

Ziel eines wirkungsvollen Personalmanagements ist es, im Wettbewerb um qualifizierte Fachkräfte nachhaltig zu bestehen, die langfristige Weiterentwicklung des Unternehmens aktiv zu unterstützen und damit die strategischen Ziele der TIWAG-Gruppe dauerhaft zu sichern.

PERSONALENTWICKLUNG

Angesichts des sich weiter verschärfenden Fachkräftemangels gewinnt die Investition in Personalentwicklungsmaßnahmen zunehmend an Bedeutung. Für ein erfolgreiches Personalmanagement ist es entscheidend sicherzustellen, dass MitarbeiterInnen über die erforderlichen Qualifikationen verfügen. Hervorragend ausgebildete und qualifizierte MitarbeiterInnen sind ein wesentlicher Garant dafür, die Energiewende gemeinsam voranzutreiben – ein Ziel, zu dem die TIWAG-Gruppe in Tirol maßgeblich beiträgt.

MitarbeiterInnen werben MitarbeiterInnen

Ende 2025 wurde die Prämie „MitarbeiterInnen werben MitarbeiterInnen“ um weitere drei Jahre – somit bis 31. Dezember 2028 – verlängert. Seit ihrer Einführung leistete diese Maßnahme einen wesentlichen Beitrag zur Stärkung der Teams, zur schnelleren Besetzung offener Positionen und zur Reduktion der Besetzungsdauer.

Bis Ende 2025 konnten 90 Stellen erfolgreich durch Empfehlungen von MitarbeiterInnen besetzt werden. Die Möglichkeit, qualifizierte BewerberInnen über das eigene MitarbeiterInnen-Netzwerk zu empfehlen, wird im Unternehmen sehr gut angenommen und aktiv genutzt. Durch diese zielgerichteten Empfehlungen können offene Positionen schneller und passgenauer besetzt werden. Dies führt nicht nur zu einer verkürzten Besetzungsdauer, sondern ermöglicht auch die Gewinnung besonders geeigneter Fachkräfte. Darüber hinaus reduziert die Maßnahme

Personalstände TIWAG und überlassenes Personal an TINETZ-Tiroler Netze GmbH	2025		2024		2023	
	Köpfe	aliquot*	Köpfe	aliquot*	Köpfe	aliquot*
Stichtag: jeweils 31.12. (ohne Vorstandsmitglieder)						
Angestellte	1.364	1.306,8	1.275	1.216,6	1.196	1.148,1
Arbeiter	182	177,2	179	173,7	171	165,7
Arbeiter-Lehrlinge	53	53	41	41	38	38
Angestellten-Lehrlinge	8	8	7	7	8	8
Gesamt	1.607	1.545,0	1.502	1.438,3	1.413	1.359,8
Männer	1.312	1.301,4	1.238	1.226,2	1.185	1.174
Frauen	295	243,5	264	212,1	228	185,8
Gesamt	1.607	1.545,0	1.502	1.438,3	1.413	1.359,8
Durchschnittsalter (in Jahren)**	41,5		42,5		43,3	
Durchschnittliche Unternehmenszugehörigkeit (in Jahren)**	15,8		17,2		18,3	

* Umrechnung von Teilzeit- auf Vollbeschäftigung

** ohne Lehrlinge

die Rekrutierungskosten, da externe Recruiting-Kanäle teilweise seltener in Anspruch genommen werden müssen. Die aktive Einbindung der MitarbeiterInnen in den Rekrutierungsprozess fördert zudem die Identifikation mit dem Unternehmen, da sie unmittelbar an der Entwicklung ihrer Teams mitwirken können.

Aus- und Weiterbildungsmaßnahmen im Überblick

Zur Veranschaulichung der im Jahr 2025 erfolgreich durchgeführten Aus- und Weiterbildungsmaßnahmen:

- ca. 800 Veranstaltungstermine wurden durch die MitarbeiterInnen der Personalabteilung organisiert; davon ca. 400 unterschiedliche Präsenzkurse für ca. 5.500 TeilnehmerInnen
- knapp 1.900 MitarbeiterInnen nahmen an Schulungen zu Arbeitssicherheit und Umweltschutz teil
- ca. 1.300 MitarbeiterInnen absolvierten fachliche Weiterbildungsveranstaltungen
- ca. 19.000 E-Learning-Module wurden positiv abgeschlossen

Im Jahr 2025 haben neun MitarbeiterInnen die Meisterausbildung als ElektrotechnikerIn, MetalltechnikerIn und MechatronikerIn erfolgreich absolviert.

Für die effiziente Abwicklung der vielfältigen Projekte in der TIWAG-Gruppe ist ein erfolgreiches und nachhaltiges Projektmanagement essenziell. Aufgrund der steigenden Anzahl neuer MitarbeiterInnen und der Notwendigkeit, bereits in Projekten tätige MitarbeiterInnen weiter zu qualifizieren, wurde 2025 eine neue Schulungsreihe im Projektmanagement angeboten. Rund 200 MitarbeiterInnen nahmen an den unterschiedlichen Angeboten erfolgreich teil.

Stellvertretend für die ständig wechselnden Anforderungen an die fachlichen Qualifikationen der Bereiche und Abteilungen kann die Schulung zur Bausoftware „itwo“ erwähnt werden. Rund 60 Personen haben an den „itwo“-Grundlagen, Prüfrechnungs- und Nachtragsmanagement-Schulungen teilgenommen.

Ein weiterer Schwerpunkt lag im Berichtsjahr darauf, für alle ErsthelferInnen die notwendigen Auffrischungsschulungen durchzuführen. Insgesamt nahmen 340 Personen an den Schulungsterminen teil.

Start des Potenzialträger-Programms und der Vernetzungsgruppe

Um die Herausforderungen der Zukunft erfolgreich zu bewältigen, ist die TIWAG-Gruppe gemeinsam mit ihren MitarbeiterInnen kontinuierlich mit Veränderungs- und Lernprozessen konfrontiert. Die Bereitschaft, Reflexions- und Veränderungsprozesse einzuleiten und wirkungsvoll umzusetzen, ist dabei von zentraler Bedeutung. Um wesentliche MitgestalterInnen für die Weiterentwicklung der TIWAG-Gruppe als „lernende Organisation“ zu identifizieren und zu fördern, wurde im Berichtsjahr eine Neuaufnahme des Potenzialträger-Programms initiiert. Für die Teilnahme am Programm wurde diesmal erstmalig ein neuer Auswahlprozess eingeführt. Interessierte MitarbeiterInnen hatten die Möglichkeit, sich aktiv zu bewerben und einen dreistufigen Bewerbungsprozess durchlaufen, bestehend aus einem Motivations-/Reflexionsschreiben, einer Potenzialanalyse sowie einem persönlichen Gespräch mit dem Vorstand. Aus den zahlreichen Bewerbungen wurden schließlich 20 TeilnehmerInnen ausgewählt. Die Auftaktveranstaltung fand im September in Form einer Unternehmenssimulation statt. Darauf aufbauend fand Ende 2025 der erste von 3 Gruppensequenzen zu unter-

schiedlichen, auf die strategischen Unternehmensziele ausgerichteten Fokusschwerpunkten statt. Weitere zwei Gruppensequenzen folgen 2026.

Aufgrund der Vielzahl an interessierten, hochmotivierten und -qualifizierten BewerberInnen wurde zusätzlich zum Potenzialträger-Programm eine Vernetzungsgruppe gebildet, die gemeinsam an Mitarbeiter-Beteiligungsformaten arbeitet, um den Austausch zu fördern und die aktive Mitgestaltung der Zukunft sicherzustellen. Beim Teamday im November konnten sich die Mitglieder der Vernetzungsgruppe intensiv mit ihren KollegInnen austauschen, die Zusammenarbeit stärken und neue Perspektiven gewinnen. Dieser Tag bot Raum für offene Diskussionen, kreative Ideen und die Entwicklung gemeinsamer Ansätze für die Zukunft. Darüber hinaus sind für das kommende Jahr weitere Vernetzungstreffen geplant, bei denen unter anderem die ausgearbeiteten Beteiligungsformate präsentiert und weiterentwickelt werden. Ziel ist es, den Dialog fortzuführen, Synergien zu nutzen und die gemeinsame Gestaltungskraft innerhalb der TIWAG-Gruppe zu stärken.

„TIWAG-Kompakt: Der Konzern stellt sich unseren neuen MitarbeiterInnen vor“

Um neu eingetretenen MitarbeiterInnen einen kompakten Überblick über die TIWAG-Gruppe zu vermitteln, wurde im Jänner, April, Juni und September 2025 die bereits etablierte zweitägige Veranstaltung „TIWAG-Kompakt: Der Konzern stellt sich den neuen MitarbeiterInnen vor“ durchgeführt. Hierbei informierten Führungskräfte aus verschiedenen Organisationseinheiten über Wissenswerte aus ihren Fachbereichen. Besichtigungen von TIWAG-Kraftwerksanlagen und betrieblichen Einrichtungen der TINETZ rundeten diese Veranstaltungen ab. Auf

Grund der stark steigenden Anzahl neuer MitarbeiterInnen wurde „TIWAG-Kompakt“ im Jahr 2025 erstmals vierteljährlich für diese Zielgruppe angeboten. Im Rahmen der Vernetzungsgruppe wurde im Dezember 2025 ein Team geschaffen, welches es sich zur Aufgabe gemacht hat, ein neues Gesamtkonzept zur Weiterentwicklung der konzernweiten Onboarding-Veranstaltung bis Ende Q1/2026 zu erarbeiten.

JUGENDARBEIT

Lehrlinge

TIWAG legt als „Ausgezeichneter Tiroler Lehrbetrieb“ und „Staatlich ausgezeichneter Ausbildungsbetrieb“ besonderen Wert auf eine fundierte und qualitativ hochwertige Lehrlingsausbildung in verschiedenen Lehrberufen. Im November 2025 wurde das Gütesiegel vom Land Tirol erneut an TIWAG verliehen, somit kann sich TIWAG wieder bis Ende 2028 als „Ausgezeichneter Tiroler Lehrbetrieb“ präsentieren.

Im Jahr 2025 befanden sich insgesamt 73 Lehrlinge in Ausbildung. Um junge Talente zu gewinnen, forciert TIWAG ein professionelles Auswahlverfahren. Mit dem WIFI Tirol als Partner absolvieren die Lehrstellen-BewerberInnen eine standardisierte Testung mit Namen „Start-Check-Lehre“, die die Fähigkeiten und Interessenschwerpunkte künftiger Lehrlinge ermittelt. Die auf dieser Grundlage ausgewählten Lehrlinge erhalten eine fundierte Berufsausbildung in zukunftsorientierten Berufen, wie z.B. ElektrotechnikerIn, Fachmann/-frau Metalltechnik, InformationstechnologIn und (bau-)technische(r) ZeichnerIn. Als neuer Lehrberuf wird in der TIGAS seit 2025 auch FernwärmetechnikerIn angeboten.

Personalmarketingmaßnahmen spielen ebenfalls eine wichtige Rolle, um am Arbeitsmarkt als attraktiver Arbeitgeber präsent zu sein. Die TIWAG-Gruppe war daher 2025 auf mehreren Veranstaltungen (Messen, Tage der offenen Türe, Berufsfestivals etc.) vertreten und nutzte die Gelegenheit, interessierten Jugendlichen die Ausbildungsmöglichkeiten in der TIWAG-Gruppe zu präsentieren.

Dass die TIWAG-Lehrlingsausbildung hoch qualifizierte MitarbeiterInnen hervorbringt, beweisen die Lehrlinge seit Jahren eindrucksvoll im Rahmen ihrer Teilnahmen an diversen Wettbewerben. Im Jahr 2025 stellte die TIWAG-Gruppe zwei Landessieger, zwei zweite Plätze, elf goldene und zwei silberne Leistungsabzeichen. Drei IT-Lehrlinge gewannen als Team sowohl den Landes- als auch den Bundes-Hackathon in der Kategorie „Experts“. Vier Lehrlinge haben ihre Lehrabschlussprüfung im Jahr 2024 mit Auszeichnung, vier mit gutem Erfolg und einer bestanden. Vier Lehrlinge absolvierten im Berichtszeitraum die Lehre mit Matura.

Um den besonderen Erfolg des Abschlusses der Lehrzeit zu würdigen und zu feiern, fand im November im Beisein der beiden TIWAG-Vorstände und TINETZ-Geschäftsführer, Top-Führungskräfte, der Lehrlingsabsolventen, der Ausbilder als auch Familienangehörigen erstmalig eine festliche Lehrabschlussprüfungsfeier statt.

Praktika

Im Rahmen der berufspraktischen Tage hat TIWAG im Berichtsjahr rund 65 Schnupperlehrlingen die Möglichkeit geboten, zu den im Unternehmen angebotenen Lehrberufen erste Erfahrungen zu sammeln.

Im Berichtsjahr unterstützten insgesamt 45 Ferialangestellte und 22 PflichtpraktikantInnen die unterschied-

lichsten Organisationseinheiten und erhielten wertvolle Einblicke in die verschiedensten Aufgabenbereiche und Berufsfelder der Unternehmensgruppe. Praktikumsstellen sind eine zentrale und wirkungsvolle Personalmaßnahme, um zukünftige Fachkräfte frühzeitig zu identifizieren und für das Unternehmen zu gewinnen.

Auch dieses Jahr umrahmten zahlreiche Veranstaltungen das Praktikumsjahr. Um die FachbetreuerInnen bestmöglich auf ihre Rolle vorzubereiten und die Qualität der Betreuung weiter zu steigern, fand im Mai ein Informations- und Austausch-Workshop statt. Zentrale Themen waren die Kommunikation mit PraktikantInnen sowie die arbeitsrechtlichen Anforderungen beim Einsatz von Jugendlichen.

Unter dem Titel „TIWAG-Insight“ fand wieder die Eintrittsveranstaltung für alle PraktikantInnen der TIWAG-Gruppe statt. Die TeilnehmerInnen der beiden Praktikums-Turnusse erhielten in der ersten Woche spannende Einblicke in die Struktur und Tätigkeiten der Unternehmensgruppe und besichtigten nach informativen Vorträgen verschiedener Abteilungen das Kraftwerk Silz. Zum Abschluss des Praktikums wurden alle PraktikantInnen Anfang September gemeinsam mit Begleitpersonen zu einer exklusiven Führung auf der Baustelle zur Erweiterung des Speicherkraftwerks sowie durch das Kraftwerk Kühtai eingeladen – ein gelungener Abschluss eines abwechslungsreichen Praktikums-Sommers.

Zum Ende des Praktikumsjahres wurden alle BetreuerInnen von Lehrlingen und PraktikantInnen zum zweitägigen Seminar „Erste Hilfe für die Seele Jugendlicher“, durchgeführt von pro mente Tirol, eingeladen. Im Fokus stand die psychische Gesundheit von Jugendlichen. Ziel war es, die TeilnehmerInnen zu sensibilisieren und ihnen praktische Unterstützungs- und Handlungsmöglichkeiten

zu vermitteln. Das Seminar bot wertvolle Einblicke und hilfreiche Werkzeuge, um die Rolle als BetreuerIn noch effektiver auszufüllen und die psychische Gesundheit der Jugendlichen zu stärken.

Bildungspartnerschaften

TIWAG kann bereits auf eine langjährige und erfolgreiche Bildungspartnerschaft mit der HTL Anichstraße Innsbruck, Fachrichtung Elektrotechnik, zurückblicken. Seit September 2024 begleitet TIWAG im Rahmen dieser Kooperation zusätzlich die beiden Informatikklassen der HTL Trenkwaldstraße. Die TIWAG-Gruppe ist kontinuierlich auf der Suche nach qualifizierten Fachkräften, insbesondere in den Bereichen Elektrotechnik und Informatik.

Im Rahmen der Bildungspartnerschaften werden über das Schuljahr hinweg Mentorenklassen betreut, Exkursionen organisiert, Fachvorträge angeboten und Bewerber-Trainings für Abschlussklassen durchgeführt. Im Gegenzug erhält die TIWAG-Gruppe unter anderem Sichtbarkeit im Rahmen von Firmentagen, eine dauerhafte Präsentationsfläche im Schulgebäude, Präsenz auf den Schulhomepages sowie die Möglichkeit eines direkten Austauschs mit zukünftigen Fachkräften.

Den SchülerInnen wird durch vielfältige Angebote – wie Exkursionen, Vorträge, Praxisprojekte und persönliche Begegnungen – ein praxisnaher Einblick in unterschiedliche Berufsfelder vermittelt. Die kontinuierliche Begleitung einer Partnerschaftsklasse bis zur Reife- und Diplomprüfung ermöglicht eine anwendungsorientierte Ausbildung und fördert eine nachhaltige Bindung zwischen dem Unternehmen und potenziellen zukünftigen MitarbeiterInnen. Gleichzeitig schafft die Bildungspartnerschaft für die TIWAG-Gruppe die Gelegenheit, Talente frühzeitig zu identifizieren und gezielt zu entwickeln.

SOZIALES

Betreuungsangebote für Kinder

TIWAG bietet gemeinsam mit drei Partnern Betreuungsplätze für Kinder von MitarbeiterInnen in einer Kinderkrippe an. Damit wird die Betreuungslücke zwischen dem Ende des Karenzurlaubes und dem Beginn des Kindergartens geschlossen und eine bessere Vereinbarkeit von Beruf und Familie ermöglicht. TIWAG gewährt ihren MitarbeiterInnen überdies einen „Kinderkrippenzuschuss“. Mit dieser familienfreundlichen, freiwilligen Sozialleistung entlastet das Unternehmen das Budget junger Familien und unterstützt den Wiedereinstieg in das Berufsleben.

Erstmals wurde 2025 in Kooperation mit dem Land Tirol eine sechswöchige Sommerbetreuung für Kinder von MitarbeiterInnen im Alter von sieben bis 14 Jahren angeboten. Die pädagogische Betreuung übernahmen die Kinderfreunde in den Räumlichkeiten des Bundesrealgymnasiums Adolf-Pichler-Platz. Die Betreuung erfolgte wahlweise ganztags oder halbtags inklusive Mittagessen. Insgesamt nutzten 24 Kinder von MitarbeiterInnen der TIWAG-Gruppe das Angebot, wodurch 41 Betreuungsplätze belegt wurden. Die Kinder erwartete ein abwechslungsreiches Programm mit kreativen Workshops, Bewegungseinheiten sowie Ausflügen, etwa in den Alpenzoo oder die Stadtbibliothek. Auch im kommenden Jahr wird das Sommerbetreuungsprogramm allen Kindern von MitarbeiterInnen der Unternehmensgruppe zur Verfügung stehen.

Medizinische Betreuung und Sicherheit

Seit vielen Jahren kooperiert TIWAG mit der Firma Wellcon Ges.m.b.H. – Gesellschaft für Prävention und Arbeitsmedizin. Neben Vorsorge- und Kontrolluntersuchungen,

arbeitsplatzspezifischen Einstellungsuntersuchungen und facheinschlägigen Schulungen unterstützt Wellcon auch in Sachen des Arbeitnehmerschutzes. Zusätzlich bietet die TIWAG-Gruppe ein breites Spektrum an Sicherheitsschulungen und -trainings zur Unfallverhütung an. Rund 350 MitarbeiterInnen haben die wiederaufgenommene Initiative der Betrieblichen Gesundheitsförderung (BGF) im Berichtsjahr in Anspruch genommen. Die Schulungen „Work-Life-Balance“, „Heben und Tragen am Arbeitsplatz“ und „Rückenbeschwerden vorbeugen“ wurden durch interne und externe Referenten durchgeführt.

PensionistInnen

Zum Bilanzstichtag erhielten 1.443 ehemalige MitarbeiterInnen sowie deren Hinterbliebene Ruhegeldleistungen.

ADMINISTRATION UND DIGITALISIERUNG

Die Abteilung Personalmanagement verfolgt konsequent ihre Digitalisierungsvorhaben, um sowohl die Personalprozesse und -administration als auch den Servicegrad gegenüber Führungskräften auf einem qualitativ hohen Niveau zu halten und weiterzuentwickeln.

Vor diesem Hintergrund, insbesondere jedoch auch aufgrund notwendiger Softwarestandardisierung, wurde der Abschluss von Homeoffice-Vereinbarungen auf eine neue Softwarelösung umgestellt sowie eine Vielzahl von organisatorischen und technischen Maßnahmen gesetzt, um bestehende digitale Prozesse stärker zu vereinfachen sowie untereinander zu integrieren.

Darüber hinaus wurden im Jahr 2025 weitere Personalprozesse wie z. B. der Umstufungsantrag sowie der Nebenbeschäftigungsantrag im Programm Fiori digitalisiert.

Einführung von KI-Anwendungen

In enger Zusammenarbeit mit dem Bereich Informationstechnologie wurde die Ausrollung von KI-Lösungen, insbesondere Microsoft Copilot, im Unternehmen maßgeblich vorangetrieben. Ziel war es, die Effizienz und Produktivität in den Fachbereichen durch den Einsatz moderner KI-Technologien nachhaltig zu steigern. Zur erfolgreichen Implementierung wurden praxisnahe E-Learning-Angebote für alle MitarbeiterInnen bereitgestellt, um ihnen den Einstieg in die Nutzung von Copilot zu erleichtern. Darüber hinaus testete eine interdisziplinäre Projektgruppe das Anwendungspaket, um Funktionalitäten zu bewerten und optimale Einsatzmöglichkeiten im Arbeitsalltag zu identifizieren. Mit diesen Maßnahmen wurde ein wichtiger Schritt in Richtung digitaler Transformation und zukunftsorientierter Arbeitsprozesse gesetzt.

AUSBLICK

Auch 2026 wird der von TIWAG eingeschlagene Weg der Digitalisierung sowie einer professionellen Rekrutierung und Entwicklung der MitarbeiterInnen fortgesetzt. Zahlreiche neue Impulse und Projekte des Personalmanagements zielen darauf ab, die Modernisierung der Personalarbeit voranzutreiben, Führungs- und Fachkräfte bei ihrer Weiterentwicklung zu unterstützen sowie die unternehmensübergreifende Zusammenarbeit zu stärken.

Ein zentrales Element wird das neue Führungskräfteprogramm sein, das in mehreren Modulen praxisnahes Wissen und Kompetenzen vermittelt. Die Inhalte umfassen unter anderem die Stärkung der Führungsrolle, die Belegung eines gemeinsamen Führungsverständnisses, die Reflexion des eigenen Führungsverhaltens sowie die Förderung einer stärkeren Zusammenarbeit innerhalb der Unternehmensgruppe. Damit setzt TIWAG ein klares Zeichen für nachhaltige Führungskultur und zukunftsorientierte Personalentwicklung.



Betrieb und Instandhaltung der Kraftwerksanlagen

Im Jahr 2025 lag die Eigenerzeugung in den Erzeugungsanlagen der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG mit rund 2.988 Gigawattstunden (GWh) um 30,3 Prozent oder 1.297 GWh unter dem Wert des Vorjahres.

Kraftwerk Langkampfen: Revision am Maschinensatz 2

Um einen sicheren Anlagenbetrieb sicherzustellen, werden im Kraftwerk Langkampfen regelmäßig Maschinenrevisionen in der Niedrigwasserzeit durchgeführt. Bei niedrigen Zuflüssen im Inn kann mit einem Maschinensatz die gesamte Wassermenge verarbeitet werden und es entstehen keine Einschränkungen der Energieproduktion. In jedem dritten Jahr wird im Zuge der Jahresrevision auch eine Prüfung der Laufradflügel vorgenommen, dazu muss der komplette Bereich der Rohrturbinen entleert werden. Diese Arbeiten wurden 2025 am Maschinensatz 2 erfolgreich durchgeführt.



Im Zuge der Revision im KW Langkampfen wurden auch die Laufradflügel geprüft.



Ausheben des Kugelschiebers im Kraftwerk Imst.

Kraftwerk Imst: Sanierung der Kugelschieber von Maschine 1

Durch den langjährigen Betrieb des Kraftwerks wurde 2025 – nach 25 Einsatzjahren – eine umfassende Revision des Kugelschiebers von Maschine 1 notwendig. Neben den geplanten Sanierungsarbeiten wurde dabei die volle Funktionsfähigkeit aller wichtigen Bauteile mittels zerstörungsfreier Prüfungen bestätigt. Der Maschinenstillstand von Jänner bis April 2025 wurde zusätzlich für Wartung und Inspektion des gesamten Maschinensatzes 1 genutzt.

Kraftwerk Urgbach: Erneuerung der Sekundärtechnik und Sanierung des Maschinensatzes

Das Kraftwerk Urgbach ist seit 1986 in Betrieb. Aufgrund des hohen Alters der sekundärtechnischen Komponenten und der inzwischen fehlenden Ersatzteilverfügbarkeit war im Hinblick auf eine langfristige Verfügbarkeit der Kraftwerksanlage eine Erneuerung unerlässlich.

Die knapp sechs Monate dauernde Stillstandzeit wurde auch für notwendige Instandhaltungsmaßnahmen an Turbine, Generator und Wasserfassung genutzt.



Der Generator des KW Urgbach wurde unter anderem mit Trockeneis gereinigt.

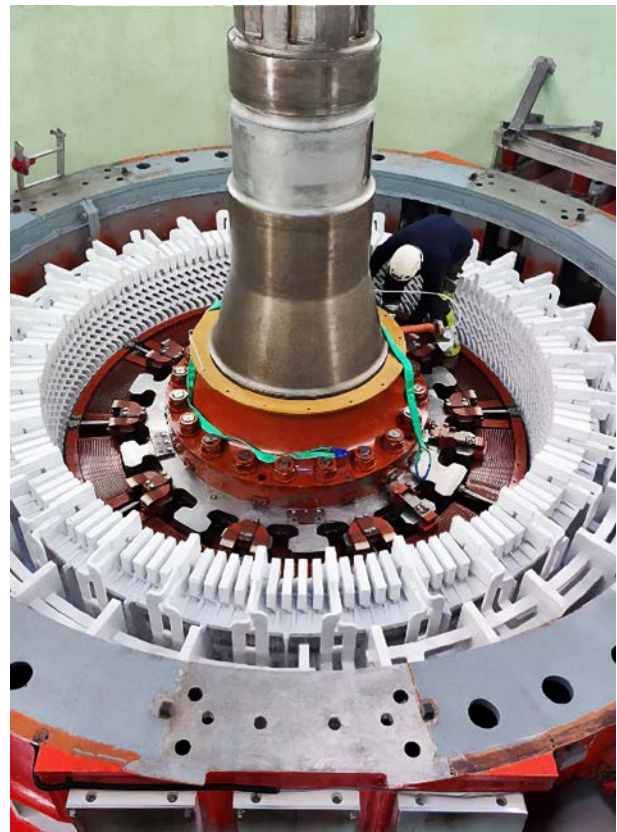
**Kraftwerk Kühtai:
Erneuerung eines Stators,
Großrevision an der Pumpturbine**

Aufgrund des Alters und des bereits erkennbaren Verschleißzustands werden die rund 45 Jahre alten Statoren der beiden Maschinensätze erneuert. Der Stator von Maschine 1 wurde im Jahr 2025 ersetzt. Der Tausch des Stators von Maschine 2 erfolgt – unter Berücksichtigung und Optimierung weiterer Maßnahmen innerhalb der gesamten Kraftwerksgruppe – im Jahr 2028. Der für den Zusammenschluss des Triebwasserweges zwischen dem Speicher Finstertal und dem Erweiterungsprojekt Kühtai 2

notwendige Werkstillstand ermöglichte zusätzliche Synergien: Nach der Installation des neuen Stators und dessen Betrieb im Sommer 2025 wurden im Spätherbst des Jahres weitere Optimierungsarbeiten durchgeführt. Die Abstellung wurde zudem genutzt, um eine umfassende Großrevision der Pumpturbine durchzuführen. Dabei wurden zahlreiche Verschleißteile wie beispielsweise Leitschaufeln sowie sämtliche Weichdichtungen überholt oder ausgetauscht.



Der alte Stator wird ausgehoben ...

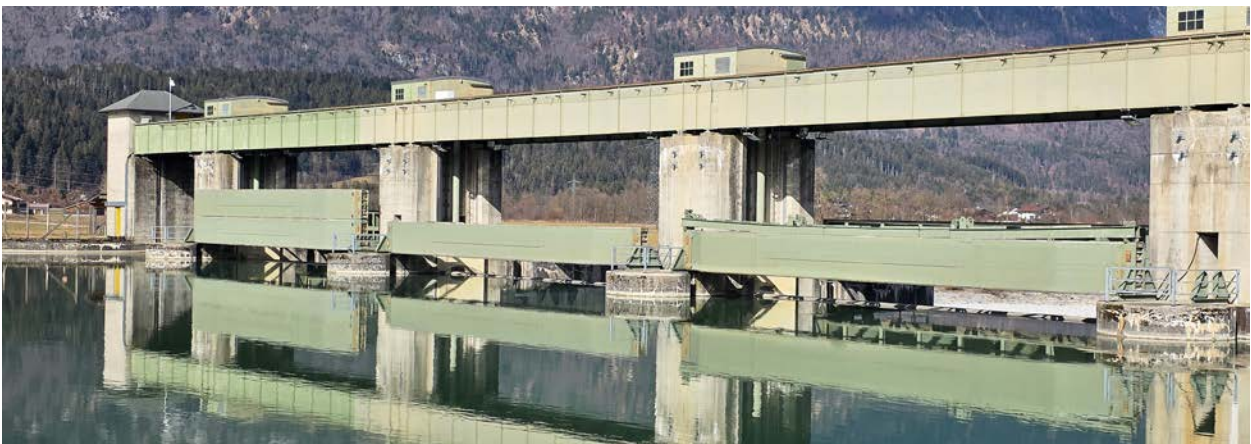


... und der neue Stator verbaut.

Kraftwerk Kirchbichl:**Erneuerung der Wehrdammtafeln**

Die Wehranlage des Kraftwerks Kirchbichl ist seit 1942 in Betrieb. Die aus der Errichtungszeit stammenden Dammbalken, die als genietete Fachwerkskonstruktionen mit Holzdielen ausgeführt waren, wiesen starke Verschleißerscheinungen und Korrosionsschäden auf, sodass eine Reparatur nur mit einem unverhältnismäßig hohen Aufwand möglich gewesen wäre.

In diesem Sinne werden seit Herbst 2025 dem Stand der Technik entsprechende Dammbalken in Schweißkonstruktion eingebaut, die die bestehenden ersetzen. Damit einhergehend werden der gesamte Arbeitsprozess beim Abdämmen vereinfacht und die Arbeitssicherheit erhöht.



Die Dammbalken an der Wehranlage Kirchbichl bestanden noch aus Holzdielen.



Die neuen Dammbalken sind als Schweißkonstruktion ausgeführt.

Kraftwerk Amlach: Nachhaltiges Sedimentmanagement am Speicher Tassenbach

Im Frühjahr 2025 wurde mit der Umsetzung des Forschungsprojektes „Nachhaltiges Sedimentmanagement“ im Speicher Tassenbach begonnen. Dabei werden die aus der Drau in den Speicher zufließenden und dort abgelagerten Sedimente mittels eines Saugbaggerbootes vom Speichergrund abgesaugt und entsprechend dosiert über den Triebwasserweg wieder der Drau zurückgeführt.

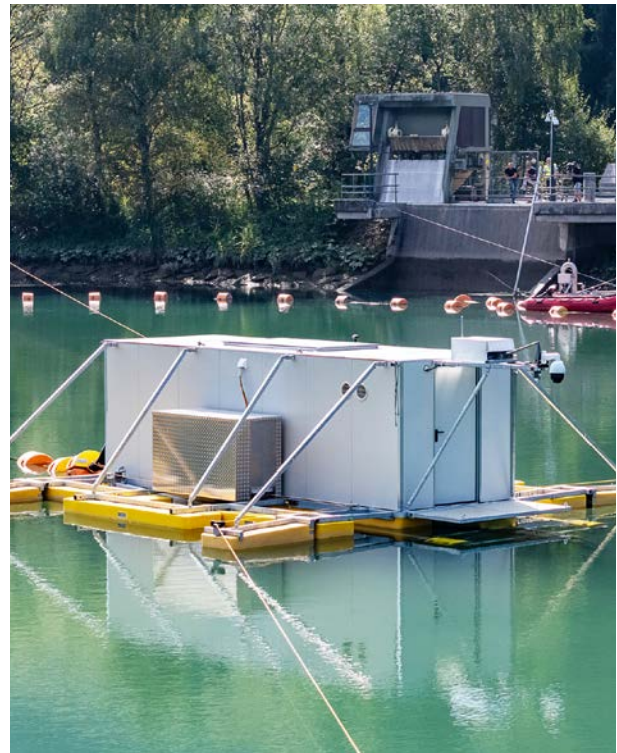
Der Aufbau und die Installation der Versuchsanlage, bestehend aus einem Saugbaggerboot, Schlauchleitungen, einem Seilwinden-Positionierungssystem mit Anschlagpunkten, einer Zutrittsplattform sowie den benötigten

Sensorik-Einheiten und Schaltkästen, erfolgten im Mai und Juni 2025. Die Inbetriebsetzung der Versuchsanlage startete Anfang Juli, im Rahmen des manuellen Probebetriebs wurden laufend Testläufe durchgeführt.

Verläuft die Umsetzung des Forschungsprojekts positiv und kann die Nachhaltigkeit der neuen Methode bestätigt werden, könnte zukünftig auf das Trockenlegen des Speichers, das konventionelle Ausbaggern und Deponieren der Sedimente verzichtet werden. Bei entsprechend positiven Ergebnissen wird eine Verlängerung des Forschungsprojektes über 2026 hinaus angestrebt.



Der Speicher Tassenbach mit der Versuchsanlage



Die Sedimente werden über den Triebwasserweg wieder in die Drau abgegeben.

TINETZ – Systemführung und Betrieb des Verteilnetzes

Das Verteilernetz der TINETZ-Tiroler Netze GmbH verfügt aktuell über rund 12.483 km Leitungslänge (11.902 km Trassenlänge), 52 Umspannwerke und über rund 4.400 Umspannstationen sowie rund 254.000 Zählpunkte. Das Leitungsnetz der TINETZ ist im Mittelspannungsnetz zu 76 % verkabelt, im Niederspannungsnetz zu 91 %.



Netzauslastung

Elektrische Energie bildet im Alltag eine grundlegende Voraussetzung für Lebensqualität und Komfort, für Automatisierung und Digitalisierung sowie für eine nachhaltige wirtschaftliche Entwicklung. Sie trägt zudem maßgeblich dazu bei, die Anforderungen der Energie-, Mobilitäts- und Wärmewende zu erfüllen und damit die definierten Klima- und Energieziele zu erreichen.

Um die sichere Einbindung von Elektromobilität, von Wärmepumpen und der Stromerzeugung aus Photovoltaik, (Klein-)Wasserkraft und möglicherweise Windkraft zu gewährleisten, ist es notwendig, in den kommenden Jahren sowohl das Mittel- und Niederspannungsnetz als auch das Hoch- und Höchstspannungsnetz als Rückgrat der Tiroler Stromversorgung deutlich auszubauen.

Die Einspeisung aus dem von TINETZ betriebenen Netz an KundInnen sowie an Weiterverteiler belief sich im Jahr 2025 auf insgesamt 4.933 GWh (2024: 4.637 GWh).

Versorgungsunterbrechungen

Im von TINETZ tirolweit betriebenen Verteilernetzes kam es im Jahr 2025 zu keinen Störungen in größerem Umfang. Der SAIDI-Wert (Kennzahl über Störungsumfänge) betrug 2025 nur 12,02 Minuten. Dies bedeutet, dass die Netzverfügbarkeit für das Jahr 2025 bei über 99,9 % weiterhin ausgesprochen hoch lag. Mit diesem Wert befindet sich TINETZ im Spitzenfeld der österreichischen Netzbetreiber, wobei Österreich auch in Europa im Spitzenfeld der Versorgungszuverlässigkeit liegt.

Neuanschlüsse

Auf der Verbraucherseite wurden 2025 insgesamt 1.153 Kundenanlagen (Vorjahr: 996) angeschlossen. Zusammen mit den Anlagenerweiterungen hat sich der aus dem Verteilernetz zu deckende Leistungsbedarf um 93.766 kW (Vorjahr: 68.395 kW) erhöht.

Weiters wurden im Berichtsjahr 3.507 Photovoltaik-Einspeiser (Vorjahr: 5.689) an das Verteilernetz angeschlossen. In Summe waren zum Ende des Berichtsjahrs 26.869 PV-Erzeugungsanlagen mit einer gesamten Engpassleistung von ca. 451.668 kW (Vorjahr: rund 380.400 kW) im Verteilernetz integriert.

Erhöhung der Versorgungssicherheit:

Leitungsanierungen und Neubau

Wesentliche Projekte zur Erhöhung der Versorgungssicherheit in Tirol sind das „Netzkonzept Unterland“, die zweite Netzabstützung in Matrei in Osttirol für das Verteilernetz mit entsprechenden Leitungsanbindung sowie das Projekt „Energiezukunft Ötztal“.

Beim „Netzkonzept Unterland“ wurde die bestehende 110-kV-Leitung zwischen den Umspannwerken Kram-

sach und Kirchbichl, die in den Jahren ab 1938 errichtet wurde, als Ersatzneubau von Grund auf saniert. Neben dem vorrangigen Ziel der langfristigen Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebes in der Region wurde auch eine bestmögliche Lösung im Hinblick auf die Raumverträglichkeit angestrebt. Der neue Leitungsverlauf erfolgt möglichst siedlungsfern und unter Nutzung bereits vorhandener Erschließungswege. In weiten Teilen wurde der neue Leitungsverlauf an den Leitungsverlauf der bestehenden 220-kV-Leitung Kirchbichl – Strass herangeführt.

Das Projekt war in mehrere Genehmigungs- und Bauabschnitte unterteilt, im finalen Genehmigungsabschnitt (vorwiegend in Kramsach) erfolgte die Inbetriebnahme im Mai 2025. Anschließend kam es zum Abbau der bestehenden Leitungsabschnitte, letzte Restarbeiten werden bis Mitte 2026 abschlossen.

In Osttirol wurde im Juli 2025 die zweite 380/110-kV-Netzabstützung aus dem Übertragungsnetz der Austrian Power Grid AG (APG) in Betrieb genommen. Die 110-kV-Freileitung im Bereich von Kalserbach bis Matrei i. O. und Gruben stammt aus dem Jahr 1950. Für die entsprechende Erhöhung der Übertragungsfähigkeit der Leitung wurde der rund 7 km lange Abschnitt vom Umspannwerk (UW) Matrei bis zum UW Gruben durch Maßnahmen an Masten sowie einem Seiltausch ertüchtigt (Umsetzung 2025 und 2026), der Leitungsabschnitt UW Kalserbach bis UW Matrei ist neu zu errichten. Aktuell erfolgt die Planung und Projektierung für den Ersatzbau dieses rund 8 km langen Leitungsabschnittes. Nach erfolgter Genehmigung sollten Umsetzung und Fertigstellung bis 2029 erfolgen.

Diese Maßnahmen werden die Versorgungszuverlässigkeit des gesamten Bezirkes Osttirol wesentlich verbessern und ermöglichen zudem die Einbindung weiterer dezentraler Einspeiser ins Verteilernetz. Seit 2025 ist das

Osttiroler Verteilnetz redundant (also über zwei Seiten) versorgt. Mit den Leitungsertüchtigung von Kalserbach bis Gruben sind auch die Übertragungskapazitäten zukunftsorientiert ausgelegt.

Das Projekt „Energiezukunft Ötztal“ realisiert eine zukunftsfitte Elektrizitätsinfrastruktur für das Ötztal. Dabei handelt es sich um eine zusätzliche 110-kV-Anspeisung für das Ötztal. Aktuell wird das Ötztal über eine einsystemige 110-kV-Stichleitung (Einfach-Leitung) versorgt, die vom UW Ötztal ausgeht und bis zum UW Sölden führt. Auf Grund des steigenden Energiebedarfs kann im Falle eines Ausfalls dieser 110-kV-Einfach-Leitung in Zukunft eine durchgängige Versorgung nicht mehr sichergestellt werden. Die derzeitige Planung sieht die Errichtung einer zweisystemigen Freileitung vor. Die Trasse dieser Leitung soll weitestgehend siedlungsfern, also außerhalb des Talbodens verlaufen.

Um die Auswirkungen dieses Vorhabens auf die Umwelt ganzheitlich zu ermitteln und Umweltauswirkungen nach dem Vorsorgeprinzip zu vermindern, auszugleichen oder sogar zu vermeiden, ist für das Projekt „Energiezukunft Ötztal“ eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) vorgesehen. Die dazu notwendige Umweltverträglichkeitserklärung (UVE) wird derzeit von TINETZ unter Mithilfe von externen ExpertInnen in über 20 verschiedenen Fachbereichen erarbeitet. Das zugehörige UVE-Konzept wurde Mitte 2024 im Rahmen eines Antrags auf Vorprüfung bei der zuständigen Behörde eingereicht, geprüft und mit den 2025 erhaltenen Anmerkungen ergänzt. Mitte 2026 sollte das erforderliche UVP-Verfahren zur Prüfung und Projektgenehmigung gestartet werden.

Ende 2026 wird derzeit auch mit dem Vorliegen aller behördlichen Genehmigungen und privatrechtlichen Ver-

träge gerechnet. Nach Vorliegen eines rechtskräftigen Bewilligungsbescheides und mit Ausschreibungsergebnissen wesentlicher Gewerke kann ein Baubeschluss gefällt werden. Anschließend können die Baumaßnahmen starten, die ohne gravierende Verzögerungen im Genehmigungsverfahren 2032 fertiggestellt sein könnten. Nach Inbetriebnahme der neuen zweisystemigen Freileitung wird die bestehende Freileitung, die weitestgehend im Talboden verläuft, demontiert.

Weitere Informationen über das Projekt sind unter www.tinetz.at/infobereich/energiezukunft-oetztal zu finden.

Schließlich wurde die Sanierung der 110-kV-Leitung zwischen dem UW Kufstein und der Landesgrenze zu Deutschland (zwischen Kufstein und Kiefersfelden) saniert. Dazu wurden 16 Masttragwerke erneuert und die Leiterseile der beiden Systeme ersetzt. Die Leitung wurde bereits im Mai 2024 in Betrieb genommen, 2025 wurden abschließende Rekultivierungsarbeiten umgesetzt.

Erhöhung der Versorgungssicherheit: Neubau von Verteilanlagen

Die Versorgungssicherheit ist neben den funktionierenden Leitungen und Kabeln eines Netzes auch von der bedarfsgerechten Ausstattung mit Verteilanlagen abhängig. Verteilanlagen erfüllen im Wesentlichen die Funktion, von einer höheren Spannung auf eine niedrigere zu transformieren.

TINETZ hat im Jahr 2025 an der Ertüchtigung von 15 Umspannwerken gearbeitet: Planungsarbeiten erfolgten für die UW Prutz, Westtirol, Völs, Thaur, Wattens, Langkampfen, Kienburg, Amlach sowie Schaltwerk Haiming und Umsetzungsarbeiten in den UW Reutte, Imst, St.Johann, Matri i. O., Gruben sowie Kalserbach.

Massiver Anstieg der Anschlussanfragen in den letzten Jahren

Treiber für die Anschlussanfragen und deren markanter Anstieg zwischen 2015 und 2020 war großteils der Bauboom, seit 2021 ist dies hauptsächlich das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG 2020) und die Möglichkeit für die KundInnen, aktiv am Energiemarkt teilzunehmen. Die Forcierung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen (Wasser, Sonne, Wind, etc.) sowie die Dekarbonisierung des Wärme- und Verkehrssektors erfordern dabei einen umfassenden Ausbau des Verteilernetzes und die netztechnisch sichere Integration dieser dezentralen Stromeinspeisung sowie Heiz- und Ladesysteme in die Energieverteilung. Eine große Herausforderung für Netzbetreiber stellt in der Umsetzung die bislang beispiellose, rasante und flächendeckend zeitgleiche Ausbauforderung dar.

Die Bereitschaft und Erwartungshaltung der KundInnen zur Errichtung privater PV-Anlagen war in der Vergangenheit durch massive Fördermechanismen von Bund und Land groß. Die Dynamik wurde durch Krisen (Pandemie, Ukraine-Krieg, Klimaerwärmung) und die Entwicklung der Energiepreise zunehmend verschärft. In Folge können neben den Marktteilnehmern im Energiesystem auch die Produzenten, Lieferanten und Monteure der Anlagen (dezentrale Erzeugungsanlagen, E-Ladesäulen, Heizsysteme) sowie die administrativen Abwicklungsstellen (Förderstellen, Behördenverfahren für Anlagengenehmigungen) mit dem Kundenbedarf und den Marktentwicklungen nicht schritthalten. Aktuell ist diese Tendenz geringfügig rückläufig.

Seit dem Jahr 2021 ist TINETZ (wie alle anderen Verteilernetzbetreiber in Österreich) mit einem massiven Anfrageboom für PV-Anlagen konfrontiert: Die Zahl der Netzzugangsanfragen für PV-Anlagen hat sich gegen-

über dem Schnitt der Vorjahre verzehnfacht und damit auch die Abläufe der TINETZ und Systeme an die Grenzen gebracht. Der Jahresdurchschnitt der letzten drei Jahre betrug rund 14.900 Anschlussanfragen pro Jahr.

Bis Ende 2020 waren 6.752 PV-Anlagen mit gesamt 93,26 MWp ans Netz angeschlossen, 2021 bis 2025 sind 20.117 PV-Anlagen mit gesamt 358,41 MWp hinzugekommen. Aktuell sind daher 26.869 PV-Anlagen mit 451,57 MWp im Netzgebiet der TINETZ eingebunden.

Im Vergleich dazu speisten Ende 2025 insgesamt 323 Kleinwasserkraftwerke (bis 5 MW Engpassleistung) mit einer Engpassleistung von gesamt 165,99 MW ins Netz der TINETZ ein.

TINETZ begrüßt und unterstützt die gesetzten Maßnahmen durch Bund und Land zur Förderung der erneuerbaren Energien. Je mehr dezentrale Erzeugungsanlagen von Privatpersonen und Firmen ins Netz einspeisen, desto besser werden die Klima- und Energieziele von Bund und Land Tirol unterstützt. Der überwiegende Anteil der PV-Anlagen wird aktuell auch von Privaten und Unternehmen errichtet – somit griffen die Fördermaßnahmen und unterstützten die gesteckten energiepolitischen Ziele. Darüber hinaus erfordern zukünftig viele Anwendungen zur Deckung des Wärme- und Warmwasserbedarfs oder für den Verkehr (z. B. Wärmepumpen, E-Mobilität) zusätzlichen Strom aus Erneuerbaren Quellen, um für den Klimaschutz die erforderliche Dekarbonisierung des Energiesystems voranzutreiben.

Aktuell noch untergeordnet sind die Netzzugangs-Anfragen für private E-Ladestationen und Anschlüssen von Wärmepumpen, aber mit einem konstanten Anstieg dieser Anfragen ist sicherlich zu rechnen.

Notwendiger Netzausbau im nächsten Jahrzehnt

Nachdem die Netzlasten und die Einspeisungen der Erneuerbaren nicht zu jedem Zeitpunkt ident sind, müssen die Netze für die zunehmende „Doppelbelastung“ zusätzlich ausgebaut werden: Einmal für die Summe der Lasten im Netz – zum Beispiel an einem kalten und trüben Wintertag ohne Sonne, Wind und nur mit wenig Wasserdargebot – sowie für die Summe der Einspeisungen im Netz, zum Beispiel an einem Sommer-Sonn- oder Feiertag mit viel Sonne, Wind, Wasserdargebot und wenig Lasten.

Neben dem zusätzlichen Netzausbau wird dabei auch die Stabilität des Netzbetriebes im Verteil- und Übertragungsnetz eine Herausforderung, weil „stabile“ fossile Kraftwerke (Atom-KW, Kohle-KW, Gas-KW,...) sukzessive vom Netz gehen und durch „volatile“ (schwankende, weil wetterabhängige) Wind- und PV-Erzeugung ersetzt werden. Im Verteilernetz wird darüber hinaus die Spannungshaltung in ländlichen Versorgungsnetzen eine zusätzliche Herausforderung. Dafür sind umfangreiche und zeitgerechte Netzausbauten erforderlich, um für die KundInnen den Netzbetrieb mit der bislang gewohnten Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten.

Bis 2030 sind die Investitionen in die Netzinfrastruktur österreichweit massiv zu erhöhen, um die gesteckten Ziele von Bund und Ländern zu erreichen. Die Energiewende erfordert demnach einen massiven und breitflächigen Ausbau der Netzinfrastruktur auf allen Spannungsebenen mit entsprechender Berücksichtigung in den Netztarifen.

Die Herausforderungen bei der Neuerrichtung der benötigten Netzinfrastruktur sind die Verfügbarkeit der erforderlichen zusätzlichen Fachkräfte und Partnerfirmen, die Verfügbarkeit der erforderlichen Betriebsmittel (Trafos, Stationen, Schaltgeräte, Kabel, ...) rechtzeitig und in geeigneter Qualität, die Dauer der Genehmigungsverfahren und die Einigung mit AnrainerInnen für die Anlagenerrichtung sowie die Umsetzung von Digitalisierungslösungen

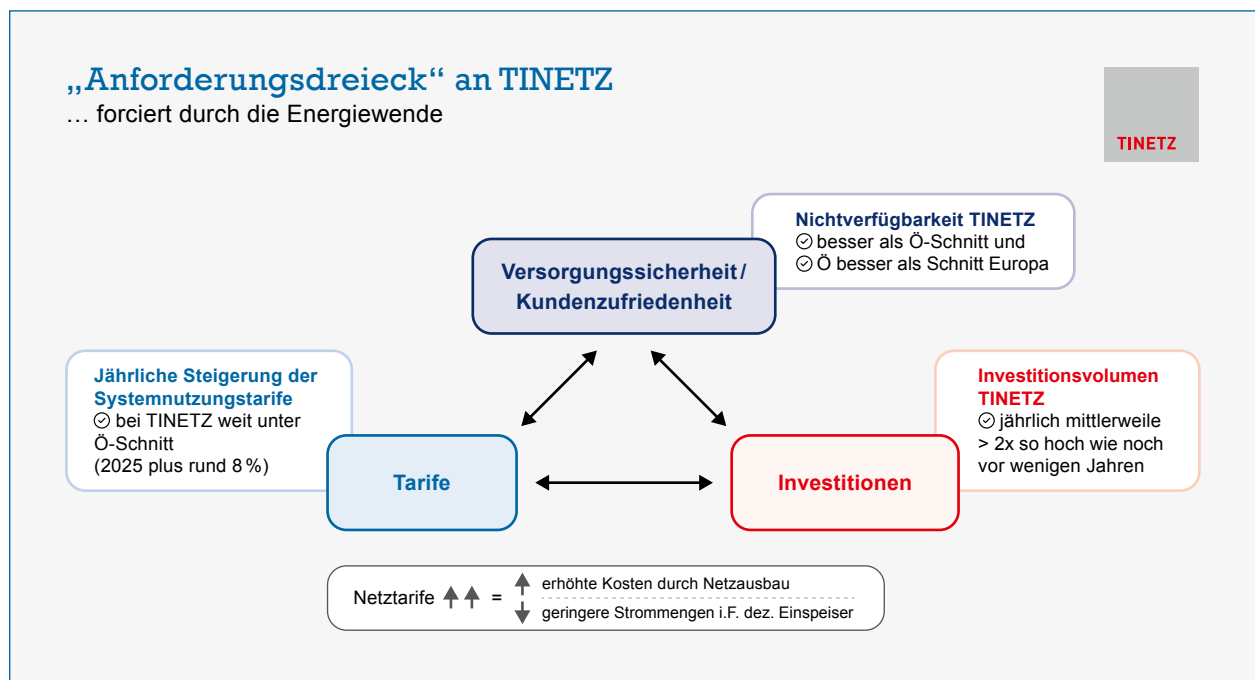
(eingegliedert in bestehende IT-Systeme und Prozesslandschaft der Unternehmen) zur Abwicklung des neuen Massengeschäftes für den Anschluss von Einspeiseanlagen, E-Lade- und Heizsystemen. Zudem werden sich diese nachhaltig hohen Investitionen auch im Niveau der Netztarife niederschlagen.

Der Netzausbau kommt den flächendeckenden Anforderungen in den kommenden Jahren zeitlich nicht vollständig nach. Um den Netzbetrieb weiterhin sicher zu halten, wird es öfter als bisher temporäre Einspeisebeschränkungen in betroffenen Regionen geben. Betroffene KundInnen erhalten auch in diesen Regionen rasch ein Netzzugangsangebot für die Errichtung ihrer Anlagen, damit sind Förderansuchen sofort möglich, eigene Planungs- und Bautätigkeiten können starten, die Nutzung der erzeugten Energie für den Eigenbedarf und damit der persönliche Beitrag zu den Klimazielen ist jedenfalls immer möglich! Vorteilhaft und wichtig sind hierbei maßgeschneiderte Lösungen mit besonderer Berücksichtigung des Eigenbedarfes mit einer kompetenten Fachberatung im Vorfeld, die beispielsweise auch durch die Energieagenturen und Beratungsstellen der Länder durchgeführt werden.

TINETZ ist ein wesentlicher Enabler für das Erreichen der Ziele der Klima- und Energiestrategie des Bundes und des Landes Tirol. Daher hat TINETZ bereits 2022 auf Basis der Zielszenarien „Tirol 2050“ zum Erreichen der angestrebten Energieautonomie einen Masterplan für die Umsetzung der dafür erforderlichen Erweiterungen im Verteilernetz erarbeitet und auch mit den aktualisierten Zielszenarien „Tirol 2050“ aus dem Jahr 2024 entsprechend angepasst.

Von 2026 bis 2040 werden damit voraussichtlich € 2,65 Mrd in das Verteilernetz investiert. Mit den Investitionen seit 2022 sind das auch auf Grundlage der aktualisierten Preisbasis weiterhin insgesamt rund € 3 Mrd Investitionen ins Verteilernetz der TINETZ für die Sicherstellung der Energie-, Wärme- und Mobilitätswende.

Für die Umsetzung der Funktionalstrategie Stromnetz zur Sicherstellung der Energie-, Mobilitäts- und Wärmewende hat sich TINETZ ein „Anforderungsdreieck“ auferlegt, wonach das Spannungsfeld aus Kundenzufriedenheit (stark resultierend aus einer hohen Versorgungssicherheit), zeitnahe Investitionen zur Bedienung der Kundenanforderungen und Netztarifentwicklung bei der Festlegung des Masterplans geeignet aufzulösen ist:



TINETZ hat in der Vergangenheit im Regulierungsregime gut gewirtschaftet: Die Netztarife sind im Vergleich mit den Netzbetreibern unterdurchschnittlich und liegen bei den Besten in Österreich, TINETZ findet sich auch im periodischen Benchmark-Vergleich der Verteilernetzbetreiber bei den Benchmark-Führern in Österreich wieder.

Stromhandel

Die internationalen Großhandelsmärkte standen auch im Berichtsjahr im Zeichen der Geopolitik. Das Jahr 2025 war geprägt von der Rückkehr von Donald Trump als US-Präsident ins Weiße Haus und einer Welle protektionistischer US-Zölle, die Handelskonflikte vor allem mit Europa und China verschärften und die internationalen Handelsbeziehungen belasteten. Zugleich blieb die globale Sicherheitslage volatil.

In Gaza hielt ein fragiler, von den USA vermittelt und Anfang Oktober in Kraft getretener Waffenstillstand nur brüchig. Russland führte im Berichtsjahr unter anderem wieder vermehrt großflächige Angriffe auf die ukrainische Energieinfrastruktur durch und der Krieg in der Ukraine ging bereits in sein viertes Jahr. Im Jahr 2022 hatte der russische Angriff eine nie dagewesene Preisralle an den europäischen Gasmärkten ausgelöst, in den folgenden Jahren entspannte sich die europäische Gasversorgungslage. Im Berichtsjahr lag der durchschnittliche Marktpreis am Terminmarkt für die Jahreslieferung Erdgas im Jahr 2026 bei rund € 35/MWh. Durch die steigende Versorgung mit Flüssiggas kam es im Jahresverlauf zu einem Preisrückgang. Der Kontrakt notierte zu Jahresbeginn bei rund € 41/MWh und schloss mit Jahresende bei rund € 29/MWh. Eine ähnliche Entwicklung zeigte sich auch am Gas-Spotmarkt, an dem Gasmengen für den darauffolgenden Tag (Day-Ahead) gehandelt werden. Der Day-Ahead-Gaspreis stieg im Jahresdurchschnitt auf rund € 37/MWh.

Obwohl die Gaspreise zu Beginn des Berichtsjahres weiter sanken, stieß die Verdrängung von Kohlekraftwerken durch Gaskraftwerke an ihre strukturellen Grenzen, weshalb die Nachfrage nach CO₂-Zertifikaten aus dem Stromsektor kaum noch auf Preisänderungen reagierte. Im zweiten Halbjahr setzte zwar eine moderate industrielle Erholung ein, doch wurde diese vermehrt durch Aktivitäten spekulativer Marktakteure überlagert. Die Erwartung einer deutlichen Angebotsverknappung im Jahr 2026 löste umfangreiche Kaufaktivitäten aus. Der Dezember-2025-Kontrakt, der als Leitindizierung für europäische CO₂-Emissionszertifikate gilt, eröffnete das Berichtsjahr bei rund € 75/t, erreichte im April seinen Tiefststand bei rund € 61/t und schloss den Handel am 15. Dezember bei exakt € 85/t, was zugleich den Jahreshöchststand markierte.

Die Strompreise folgten in der ersten Jahreshälfte größtenteils den Bewegungen der Gas- und CO₂-Preise, danach

bewegten sie sich in einem engeren Preisband tendenziell seitwärts. Der durchschnittliche Strompreis für eine Bandlieferung im Jahr 2026 im Marktgebiet Österreich lag am Terminmarkt über alle Handelstage bei rund € 92/MWh. Der durchschnittliche österreichische Marktpreis am Day-Ahead-Markt und jener am Intraday-Markt lagen im Berichtsjahr jeweils bei rund € 99/MWh und damit über dem Niveau des Vorjahres.

PRIMÄRENERGIETRÄGER

Die Preisbildung am wettbewerblichen Strommarkt ergibt sich in Abstützung auf die variablen Einsatzkosten aller jeweils für die Nachfragedeckung notwendigen Kraftwerke (Merit-Order-Prinzip). Gaskraftwerke spielen hier weiterhin eine entscheidende Rolle, da sie speziell in Stunden mit geringer Erzeugung aus erneuerbaren Energien zur Deckung des Strombedarfs benötigt werden. In Abhängigkeit der Preise für Gas, Kohle und CO₂ sind auch Steinkohlekraftwerke für die Preisbildung in der Merit Order relevant. Hohe CO₂-Preise begünstigen dabei Gaskraftwerke, da diese einen geringeren CO₂-Ausstoß als Steinkohlekraftwerke aufweisen und so mit niedrigeren Grenzkosten kalkulieren können.

Erdgas

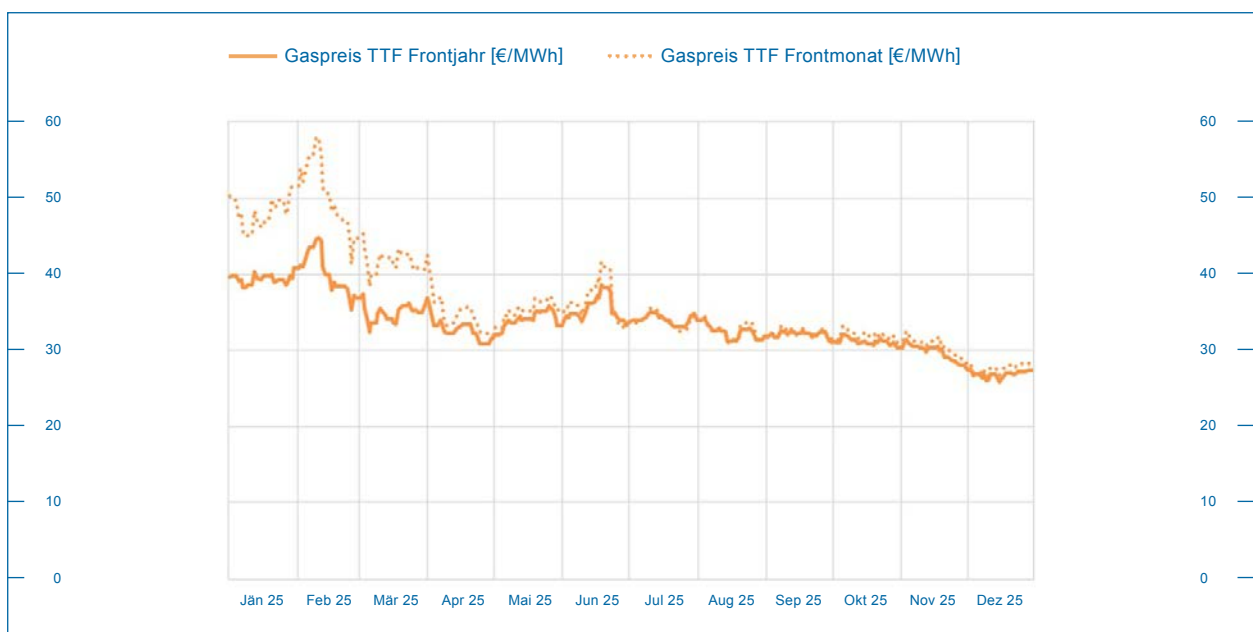
Die Stabilisierung der Gaspreise in den Jahren 2023 und 2024 setzte sich auch 2025 weiter fort. Durch die steigende Versorgung mit Liquefied Natural Gas (LNG, also Flüssigerdgas) kam es über das gesamte Jahr zu einem Rückgang der Preise. Geopolitische Unsicherheiten führten jedoch zu wiederholten, kurzfristigen Preisanstiegen.

Das Frontmonatsprodukt am Title Transfer Facility (TTF), virtueller Handelspunkt im niederländischen Gasnetz, erreichte im Jahresdurchschnitt rund € 36/MWh. Damit liegt der Schnitt leicht über den € 35/MWh aus 2024. Das Frontjahresprodukt erreichte rund € 33,5/MWh und lag damit rund zehn Prozent tiefer als im Vorjahr.

Aufgrund der eingestellten russischen Gaslieferungen durch die Ukraine, der kalten Temperaturen zu Jahresbeginn und des damit höheren Gasverbrauches stiegen die Preise für den Frontmonat von zunächst € 50/MWh auf knapp € 60/MWh. Die Preise für das Frontjahresprodukt stiegen im Februar auf bis zu € 45/MWh.

Gut gefüllte Gasspeicher und wärmere Temperaturen ab Ende Februar führten beim Frontmonat zu einer deutlichen Abschwächung auf zunächst € 40/MWh im März und anschließend zwischen € 30/MWh und € 35/MWh im April. Vermittlungsbemühungen der USA zwischen der Ukraine und Russland führten zu einem Rückgang der Preise beim Frontjahresprodukt auf unter € 35/MWh. Nachdem keine Erfolge, insbesondere im Hinblick auf mögliche Gaslieferungen, erzielt werden konnten, bewegte sich das Frontjahresprodukt bis zum Juni in einem Korridor von € 31/MWh bis € 37/MWh.

In beiden Produkten gab es im Juni eine kurzfristige Preisspitze von € 42/MWh im Frontmonat bzw. € 38/MWh im Frontjahresprodukt. Der Angriff der USA auf die iranischen Atomanlagen führte kurzfristig zu Befürchtungen, dass die Straße von Hormus nicht nutzbar sein könnte. Nachdem es zu keinem längeren Konflikt kam, sanken die Preise für beide Produkte auf rund € 35/MWh. Das restliche Jahr war aufgrund der guten LNG-Versorgungslage und der geopolitischen Entspannungen im Nahen Osten von einem Abwärtstrend geprägt. Zwischen dem Frontmonats- und Frontjahresprodukt kam es kaum zu preislichen Differenzen. Zu Jahresende kamen beide Produkte knapp unter € 28/MWh zu liegen. Obwohl die Gasspeicher in Europa im Vergleich zu den Vorjahren niedrige Füllstände aufwiesen, kam es auch in den letzten Monaten zu keinem Preisanstieg, da die Versorgung über das deutlich gestiegene LNG-Angebot sichergestellt war. Zudem hatten relativ milde Temperaturen in Asien ebenfalls eine dämpfende Wirkung auf den Gaspreis zu Beginn des Winters.



In Abbildung 1 ist die europäische Notierung TTF im jeweiligen Folgemonat und im Folgejahr 2026 am Terminmarkt jeweils in €/MWh aufgetragen.

Zu Beginn des Jahres waren die Gasspeicher in Europa mit knapp 70 Prozent ausreichend gefüllt. Aufgrund fehlender Preissignale erfolgte über den Sommer eine niedrigere Einspeicherung gegenüber den Vorjahren, sodass die Gasspeicher mit Anfang November zu knapp 83 Prozent gefüllt waren. Bis zum Jahresende erreichten die Gasspeicher einen Füllstand von rund 60 Prozent.

Die Europäische Union hat als Staatengemeinschaft einen etwa zehnprozentigen Anteil am weltweiten Gasverbrauch, ist aber aufgrund seiner geringen Eigenproduktion zu rund 90 Prozent von Erdgasimporten abhängig und der größte Erdgasimporteur weltweit. Russland lieferte bis 2021 etwa die Hälfte der EU-Gasimporte. Der größte Teil der russischen Gaslieferung gelangte über Transitleitungen nach Europa, sodass die angrenzenden Staaten Osteuropas und deren Nachbarn, insbesondere auch Deutschland und Österreich, die größten russischen Lieferanteile aufwiesen. Das übrige Europa ist aufgrund der geographischen Gegebenheiten breiter diversifiziert und verfügt neben Pipelineverbindungen nach Norwegen, Großbritannien, Algerien oder Tunesien über eine bereits gut ausgebaute LNG-Infrastruktur, deren Ausbau auch 2025 fortgesetzt wurde, um eine weitere Diversifikation und Versorgungssicherheit zu ermöglichen.

Der weltweite Importbedarf bei Erdgas verteilt sich im Wesentlichen auf die Mitgliedsländer der Europäischen Union sowie den asiatischen Raum (vor allem China, Japan und Südkorea) und die beiden Markträume sind mit den stark angewachsenen flexiblen LNG-Mengen mittlerweile preislich eng zusammengedrückt. Im Berichtsjahr lag der Japan-Korea Marker (JKM), der der europäischen Notierung TTF ähnlich ist, über das gesamte Jahr beinahe gleichauf mit dem TTF-Frontmonatspreis. Im Jänner lag der JKM aufgrund geringerer Nachfrage in Asien etwas tiefer als der TTF. Zum Ende des Jahres notierte der JKM rund € 1/MWh über dem TTF. Die geringen Preisdifferenzen hatten keine nennenswerten Auswirkungen auf die Steuerung der LNG-Lieferungen.

Im Berichtsjahr 2025 wurden weiterhin geringe Mengen Erdgas aus Russland importiert. Der Anteil liegt mit unter 500 Mio Kubikmetern pro Kalenderwoche jedoch deutlich unter den mehr als 3.000 Mio Kubikmetern pro Woche im Jahr 2021. An den europäischen Gasimporten hatte Russland im Jahr 2025 noch einen Gesamtanteil von 12 Prozent.

Norwegen bleibt für die Europäische Union mit gut einem Drittel weiterhin der wichtigste Lieferant. Pipelineimporte aus Norwegen blieben stabil und wurden 2025 durch die Inbetriebnahme zusätzlicher Förderkapazitäten (unter anderem Erdgasfeld Ormen-Lange-Phase 3) weiter gestützt.

Ausgeglichen wurden die niedrigeren Importmengen aus Russland durch einen höheren LNG-Import, der erneut gegenüber dem Vorjahr gestiegen ist. In der ersten Jahreshälfte 2025 machten Pipelineimporte rund 52 Prozent des gesamten EU-Gasimports aus, während LNG-Importe 48 Prozent ausmachten. Den Höchstwert erreichte der LNG-Import zu Jahresende in der Kalenderwoche 51 mit 3.157 Mio Kubikmeter.

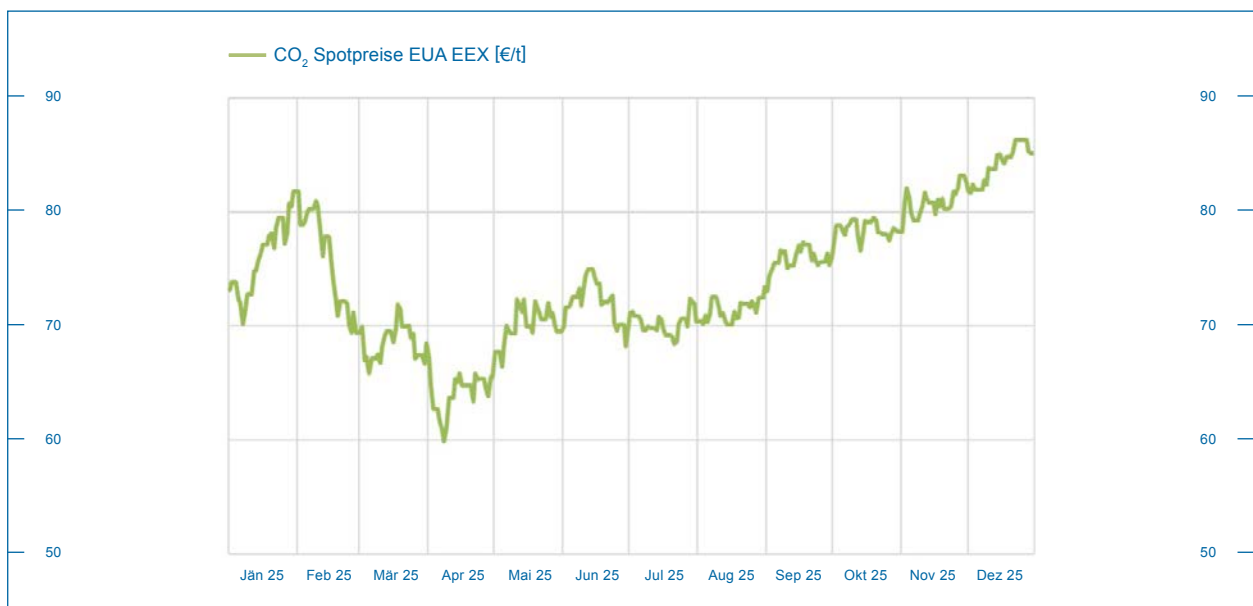
Der Import von LNG aus den USA hat gegenüber 2024 nochmals deutlich zugenommen und erreichte im Mai 2025 mit 8.208 Mio Kubikmetern je Monat den höchsten Wert aller Zeiten. Die USA waren mit 58 Prozent der gesamten EU-LNG-Importe somit im Jahr 2025 der größte LNG-Lieferant. Währenddessen sank der Anteil des LNG-Imports aus dem Mittleren Osten leicht. Russland spielte beim LNG-Import trotz politischem Willen auch noch im Jahr 2025 eine Rolle. Trotz politischer Beschlüsse zur Reduktion russischer Gasimporte bestanden 2025 weiterhin Altverträge sowie markt- und infrastrukturbedingte Restströme. Diese gelten jedoch als Auslaufkategorie, da die EU beginnend ab März 2026 ein vollständiges Verbot russischer LNG-Importe bis Ende 2026 beschloss. Pipelineimporte aus Russland sind maximal noch bis 01. November 2027 zulässig.

CO₂-EMISSIONEN

Die Preise für europäische CO₂-Emissionszertifikate (EU-Allowances, EUA) blieben auch im Jahr 2025 eine zentrale Einflussgröße für die Stromerzeugungskosten von Kohle- und Gaskraftwerken. Sie spielten weiterhin eine entscheidende Rolle in der Preisbildung an den europäischen Großhandelsmärkten, wenngleich sich der EUA-Preis zunehmend von der reinen Gaspreis-Korrelation entkoppelte. Die vierte Handelsperiode des EU-Emissionshandelssystems, die bis Ende 2030 läuft, wird in den kommenden Jahren noch stärker durch die sogenannte Marktstabilitätsreserve (MSR) geprägt, da neben dem linearen Reduktionsfaktor massiv Zertifikate entzogen werden. Für den Zeitraum von September 2025 bis August 2026 werden über 275 Mio Zertifikate in die Reserve überführt. Die preissenkenden Auswirkungen der im Rahmen des „REPowerEU“-Programms versteigerten zusätzlichen Zertifikate, die noch 2024 wirkten, schwächten sich im Verlauf des Jahres 2025 spürbar ab, da der Markt das Auslaufen des Programms für 2026 antizipierte.

Zu Beginn des Jahres 2025 setzte sich der Rückgang der Gaspreise zwar fort, jedoch stieß die Verdrängung von Kohle- durch Gaskraftwerke (Fuel-Switching) an ihre strukturellen Grenzen, weshalb die Nachfrage nach CO₂-Zertifikaten aus dem Stromsektor weitgehend unelastisch wurde. Der Preis für den Dezember-2025-Kontrakt, der als Leitkontrakt für EUA galt, bewegte sich zwischen dem niedrigsten Stand von rund € 60/t im Feber und dem Höchststand im Dezember 2025 mit über € 85/t und lag damit deutlich über den Werten des Vorjahres.

Das zweite Halbjahr 2025 war geprägt von einer moderaten industriellen Belebung, die jedoch zunehmend durch die Aktivitäten spekulativer Akteure überlagert wurde. Die Erwartung einer starken angebotsseitigen Verknappung im Jahr 2026 führte zu massiven Käufen. Investmentfonds bauten historische Rekord-Long-Positionen auf. Dadurch kehrte eine starke Nachfrage in dieses Segment des Marktes zurück, was zusätzlichen Aufwärtsdruck auf die EUA-Preise ausübte. Der Dezember-2025-Kontrakt schloss den Handel an seinem Verfalltag am



In Abbildung 2 sind die Spotpreise für Emissionsberechtigungen (EUA) der vierten Handelsperiode im Jahr 2025 laut European Energy Exchange AG (EEX) in €/t dargestellt.

15. Dezember 2025 mit exakt € 85/t ab. Der Spotpreis für CO₂-Emissionszertifikate startete das Jahr bei etwa € 73,14/t und beendete es am 31. Dezember bei € 85,12/t (siehe Abbildung 2). Der durchschnittliche Spotpreis für eine Tonne CO₂ lag im Jahr 2025 bei € 73,95 und damit rund € 9 höher als im Vorjahr.

Die Europäische Union hat im Rahmen des „Fit for 55“-Pakets weitere Schritte unternommen, um die CO₂-Emissionen in den Sektoren Gebäude und Straßenverkehr zu regulieren. Eine entscheidende Neuerung im Jahr 2025 war die politische Einigung, den Start des neuen europäischen Systems „ETS 2“ um ein Jahr auf 2028 zu verschieben. Die Bepreisung der Emissionen in den Sektoren Gebäude und Verkehr erfolgt weiterhin über nationale Festpreise. Nach einem Anstieg von € 30/t im Jahr 2022 auf € 55/t für die Jahre 2025 und 2026 wurde dieses Fixpreinsniveau nun auch auf das Kalenderjahr 2027 ausgeweitet. Damit wird die nationale Überführungsphase bis zum Start des EU-ETS 2 verlängert. Der Übergang zum marktbasierten Versteigerungssystem über eine nationale Plattform ist dementsprechend für das Jahr 2028 projektiert.

Ein weiterer regulatorischer Schritt ist die Einführung des Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM), dessen Übergangsphase mit Berichtspflichten am 31. Dezember 2025 endete. Der CBAM soll sicherstellen, dass Importe von Gütern wie Strom, Zement, Eisen, Stahl, Aluminium, Düngemittel und Wasserstoff den gleichen CO₂-Kosten unterliegen wie in der EU produzierte Güter. Zur Entlastung der Wirtschaft wurde im Oktober 2025 eine De-minimis-Grenze eingeführt, die Importeure mit einer Einfuhrmenge von bis zu 50 Tonnen pro Jahr von der Pflicht befreit. Importeure müssen ab 2026 in der definitiven Phase CBAM-Zertifikate erwerben, deren Preise sich an den EU-Emissionsauktionen orientieren, wobei der tatsächliche Verkaufsstart der Zertifikate auf Februar 2027 verschoben wurde. Die schrittweise Abschaffung kostenloser Zuteilungen für in der EU produzierte CBAM-Güter

ab 2026 wird den Druck auf die Industrie erhöhen, deren Emissionen weiter zu reduzieren. Allerdings sind die politischen Rahmenbedingungen des Emissionshandels angesichts anhaltend hoher Strom- und Energiekosten in Europa von starker Volatilität geprägt. Die europäische Schwerindustrie warnt massiv vor einem Verlust der globalen Wettbewerbsfähigkeit. Die konkreten Forderungen der großen Industrieverbände zielen auf weitreichende finanzielle Entlastungen ab. So fordern energieintensive Sektoren wie die Stahl- und Chemiebranche ein Einfrieren der CO₂-Kosten auf dem Niveau von 2025, subventionierte Industriestrompreise sowie ein Aussetzen der geplanten Kürzungen bei der Vergabe kostenloser CO₂-Zertifikate.

DAY-AHEAD- UND INTRADAY-MARKT

Im Jänner 2025 stiegen die Day-Ahead-Strompreise im deutschen Marktgebiet infolge einer Windflaute erneut deutlich an. Am 15. und 20. Jänner wurden in einzelnen Stunden Spitzenpreise von bis zu € 378/MWh bzw. € 583,40/MWh erzielt. Ab Mitte Februar 2025 führten Überlegungen der EU, eine temporäre Gaspreisobergrenze einzuführen und die EU-Gasspeichervorgaben zu lockern sowie Gespräche zwischen den USA und Russland, die neue Hoffnungen auf eine Friedenslösung im Ukraine-Krieg aufkommen ließen, zu Preisrückgängen an den Märkten. Der März war von einer sehr guten PV-Erzeugung mit stündlichen Spitzen von bis zu 45 GW in Deutschland gekennzeichnet. Der allgemeine Abwärtstrend der Rohstoffmärkte hielt an und führte zu einem tieferen durchschnittlichen Day-Ahead-Preis im Marktgebiet Deutschland mit rund € 95/MWh und im Marktgebiet Österreich mit knapp € 104/MWh.

Im April setzten sich die fundamentalen Entwicklungen vom ersten Quartal fort. Die Winderzeugung blieb unter dem Normalwert, die PV-Erzeugung hingegen lag auf dem Niveau eines Regeljahrs. In Österreich stellte sich am 06. April ein Stundenpreis mit € -137,71/MWh ein.

Damit wurde der niedrigste Stundenpreis des Vorjahres bereits Anfang April unterschritten. Die CO₂- und Gaspreise gaben im Monatsverlauf weiter nach und zogen damit auch die Strompreise weiter nach unten.

Der Mai war in Deutschland sehr trocken und sonnenreich. Das führte im Mai zu einer weiteren Steigerung der PV-Erzeugung und dämpfte das Preisniveau besonders in den Mittagsstunden. Die Kombination aus 41 GW PV-Erzeugung und 37 GW Last führte am Sonntag, 11. Mai um 14 Uhr zu Stundenpreisen von € -250,32/MWh in Deutschland und € -252,60/MWh in Österreich.

Im Juni setzte sich die hohe Preisvolatilität fort. Im Gegensatz zum Vorjahr war der Juni deutlich windreicher. Der durchschnittliche Day-Ahead-Preis lag für das Marktgebiet Deutschland bei € 63,99/MWh und für das Marktgebiet Österreich bei € 66,46/MWh.

Zu Beginn des dritten Quartals im Juli folgten zunächst auf die sonnige und heiße Wetterlage trübe und kühlere Tage, was im Monatsverlauf zu einer unterdurchschnittlichen Erzeugung aus Erneuerbaren führte und die Verstromung von Gas anhub. Bis zur Monatsmitte im Juli kam es am Gasmarkt zu kontinuierlichen Preissteigerungen, die auch das Strompreisniveau stützten. Im Juli zeigte sich am Day-Ahead-Markt ein Monatsmittel von € 87,91/MWh in Österreich. Im August rückte das Treffen in Alaska zwischen Trump und Putin in den Mittelpunkt. Trotz des mit Spannung erwarteten Treffens kam es am Gas- und Strommarkt zu keinen großen Bewegungen. Am deutschen Day-Ahead-Markt für Strom hingegen zeigten sich während der Hitzewelle im August Preisspitzen bis zu € 284/MWh und negative Stundenpreise bis zu € -61,08/MWh. Der September in Deutschland war ein außergewöhnlich nasser Monat. Die Regenmenge lag um mehr als 40 Prozent über dem langjährigen Mittel und führte zu einer guten Laufwassererzeugung, aber geringerer PV-Einspeisung. Die Winderzeugung konnte sich im Monatsmittel saisonbedingt auf durchschnittlich

16,8 GW erhöhen, was auch zu einer erhöhten Preisvolatilität am Day-Ahead-Markt führte. Im Monatsverlauf September konnten am Day-Ahead-Markt Stundenpreise bis zu € 414/MWh und untertägige Preisunterschiede zwischen einzelnen Stunden von mehr als € 100/MWh verzeichnet werden. Geringere Gasspeicherfüllstände im Vergleich zu den Vorjahren und anziehende CO₂-Preise wirkten sich preisstützend auf das Strom-Frontjahr aus. Am 30. September wurde die angekündigte Umstellung der Day-Ahead-Auktion auf die 15-Minuten-Zeitintervalle erfolgreich durchgeführt.

Die Preisbildung am Day-Ahead-Markt war im Oktober stark durch das wechselhafte Wetter geprägt. Am ersten Wochenende führte eine ausgeprägte Windflanke über mehrere Stunden zu Preisen im einstelligen Bereich. Im Oktober lag die On-shore-Winderzeugung im Monatsmittel um 15 Prozent über der Regelerzeugung. Im Oktober errechnet sich der Monatsbase für das deutsche Marktgebiet mit € 84/MWh. Im November nahm der Einfluss der Photovoltaik auf die Preisbildung saisonbedingt ab. Zudem blieb die Winderzeugung unterdurchschnittlich, was sich preisstützend auswirkte. Der Monatsbase steigerte sich im November im Marktgebiet Deutschland im Vergleich zum Oktober um mehr als 20 Prozent auf € 101,88/MWh. In Österreich lag der Monatsbase bei € 116,02/MWh. Im Dezember stellte sich am deutschen Day-Ahead-Markt, wie schon im Februar und November, kein negativer Stundenpreis ein. In der ersten Dezember-Woche kletterte der gemittelte Preis einer Stunde infolge ausbleibenden Windes noch über € 300/MWh. Im Monatsmittel lag der Dezember mit durchschnittlich € 93,47/MWh in Deutschland und € 114,04/MWh in Österreich unter dem Niveau des Vormonats.

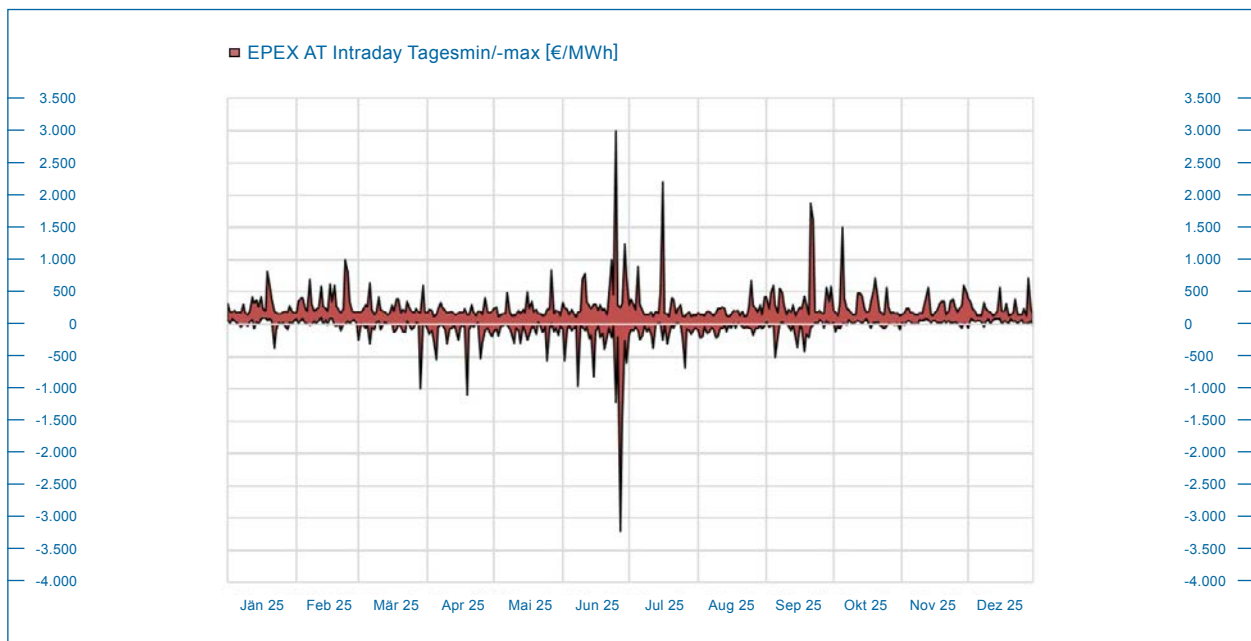
Für das Kalenderjahr 2025 lag der Day-Ahead-Preis für Strom in Deutschland bei durchschnittlich € 89,32/MWh und in Österreich bei € 98,94/MWh, wodurch sich für diesen Zeitraum eine Preisdifferenz zwischen Österreich und Deutschland von € 9,62/MWh ergab.

INTRADAY-MARKT

Am Intraday-Markt kann mit Stunden- und Viertelstundenprodukten im Lieferzeitraum nach dem Day-Ahead-Handel bis zum Erfüllungszeitpunkt gehandelt und so z. B. Abweichungen aus Prognosefehlern ausgeglichen werden. Der Intraday-Markt hat durch den Zuwachs volatiler Erzeugung aus erneuerbarer Energie, insbesondere in Deutschland, an Liquidität gewonnen. Aufgrund der Markttrennung zwischen Deutschland und Österreich erhielt der österreichische Intraday-Markt jedoch einen erheblichen Dämpfer, während sich die Handelsvolumina am deutschen Intraday-Markt weiterhin gut entwickelten. Im kleinen Marktgebiet Österreich kann nicht in jeder Zeiteinheit ein liquider Markt vorgefunden werden.

Die Preisausschläge am Intraday-Markt sind im Wesentlichen ein Spiegelbild der untertägigen Über- oder Unterdeckungen (bzw. Prognoseabweichungen) gegenüber den Day-Ahead-Planannahmen. Im Juli 2025 traten die höchsten Preisspitzen mit rund € +3.000/MWh bzw. rund € -3.100/MWh auf.

Intraday-Produkte werden an den Energiebörsen jahresdurchgängig, für die 24 Stunden beziehungsweise die 96 Viertelstunden eines Tages, rund um die Uhr gehandelt. Der Intraday-Markt bietet vor allem Händlern mit flexibler Erzeugung zusätzliche Marktchancen, die auch in Phasen ungünstiger Markt- oder Wirtschaftsentwicklung Ertragsmöglichkeiten eröffnen. Der TIWAG-Kraftwerkspark ist gerade über seine Pump- und Speicherkraftwerke für dieses Marktsegment prädestiniert.



In Abbildung 3 ist der Preisverlauf am Intraday-(Stunden) Markt an der Energiebörse EPEX im Jahr 2025 für das Marktgebiet Österreich als Tagesminimum und -maximum in €/MWh aufgetragen.

REGELRESERVE

An den Regelenenergie- und Regelleistungsmärkten in Österreich und Deutschland drängen weiterhin laufend neue Flexibilitäten, beispielsweise aus Batteriespeichern oder Power-2-Heat-Anlagen, in den Markt und erhöhen somit grundsätzlich das Angebot. Andererseits steigt in einzelnen Zeiteinheiten aufgrund stärkerer Schwankungen im Stromnetz der Bedarf an Flexibilität (bedingt durch PV, Wind und Elektromobilität).

Die Bundesnetzagentur in Deutschland hat am 28. Oktober 2025 ihre Entscheidung zur Einführung bzw. Berücksichtigung von Viertelstunden-Produkten für Sekundärregelleistung und Minutenreserve veröffentlicht. Dabei bleiben die aktuellen 4h-Blöcke für die Regelleistungs-

gebote weiterhin der grundsätzliche Rahmen. Den deutschen Übertragungsnetzbetreibern wird jedoch die Aufgabe übertragen, dass sie einzelne Viertelstunden-Blöcke zu einem 4h-Block zusammenfassen können und diese dann in der regulären Ausschreibung berücksichtigen. Dies soll von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern nach einer Umsetzungsphase von 12 Monaten das erste Mal Ende 2026 umgesetzt werden. Damit wird die Möglichkeit geschaffen, dass Wind- und vor allem PV-Anlagen Regelleistung und Regelarbeit erbringen können.

Die durchschnittlichen Leistungspreise für die Primärregelleistung (PRL) sind im Jahr 2025 gegenüber 2024 leicht gesunken. Während sie 2024 noch bei € 16,34/MW lagen, betrugen sie 2025 im Mittel € 15,33/MW. Dies entspricht einem Rückgang von € 1,01/MW.

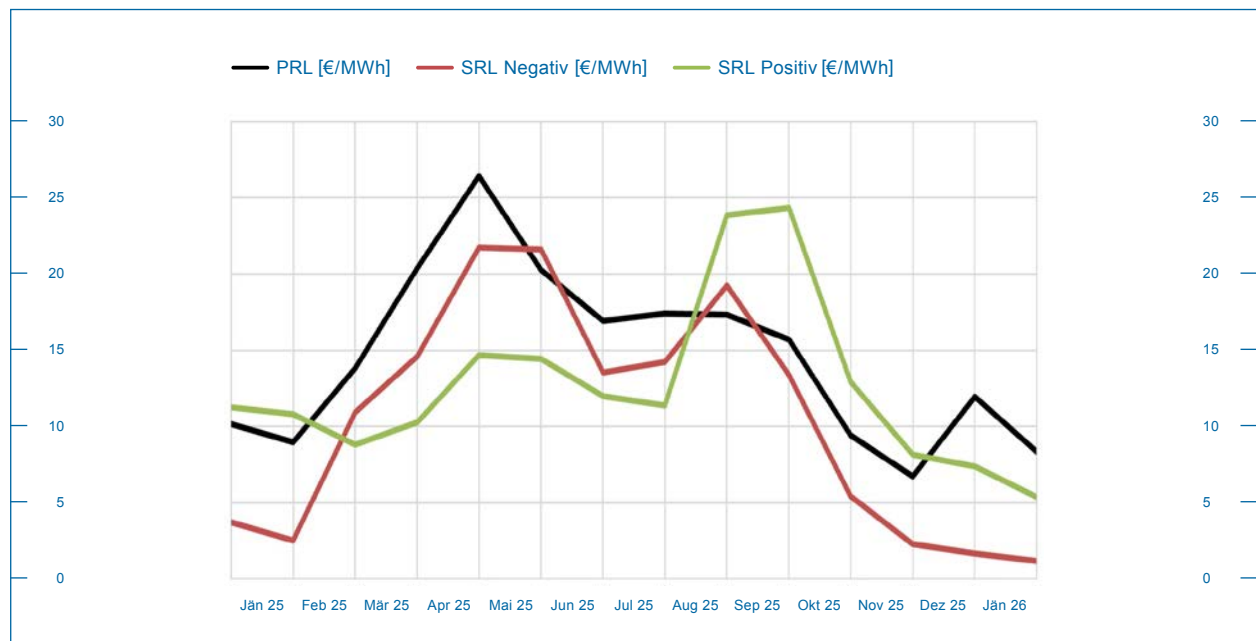
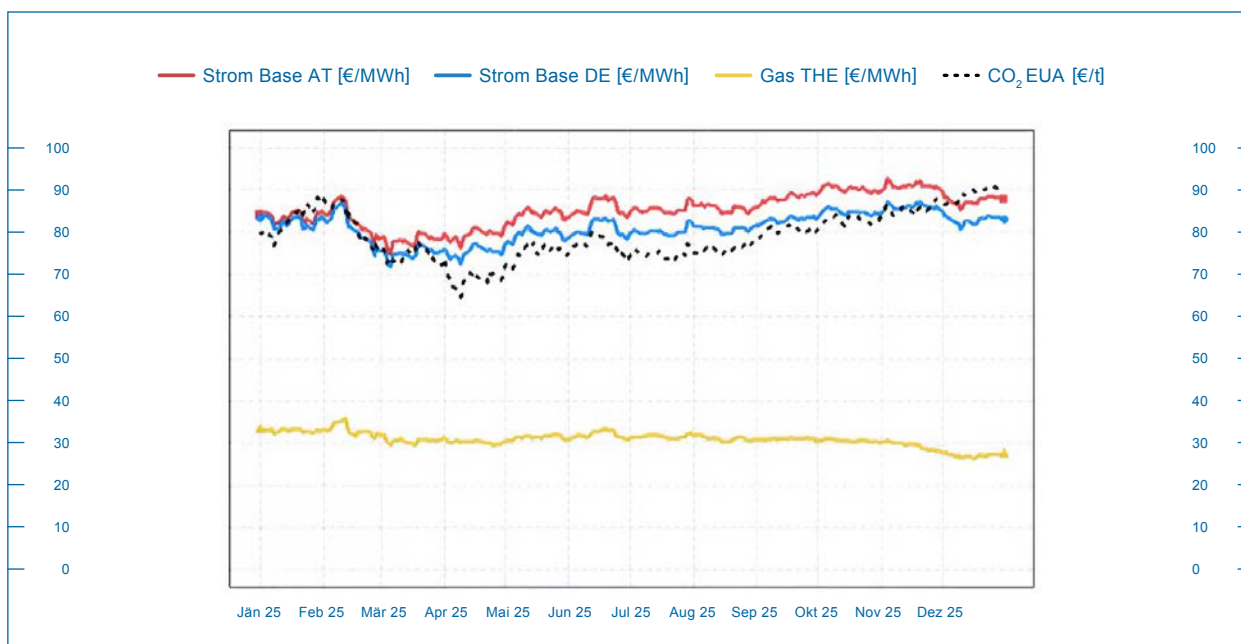


Abbildung 4 zeigt die Entwicklung der Leistungspreise PRL und SRL.

Im Gegensatz dazu sind die Preise für die Sekundärregelleistung (SRL) deutlich gestiegen. Die Leistungspreise für positive SRL erhöhten sich von € 11,16/MW im Jahr 2024 auf € 13,57/MW im Jahr 2025 und verzeichneten damit einen Anstieg von € 2,42/MW. Noch stärker fiel der Zuwachs bei der negativen SRL aus: Hier stieg der durchschnittliche Leistungspreis von € 6,53/MW im Jahr 2024 auf € 11,88/MW im Jahr 2025, wobei sich in den letzten vier Monaten des Berichtsjahres ein deutlicher Abwärtstrend bei den Preisen am Regelenergie- und Regelleistungsmarkt erkennen lässt. Markant ist dieser Trend bei der negativen Sekundärarbeit. Inwieweit diese Veränderung nachhaltig ist, muss noch beobachtet werden. Neben immer wieder auftretenden Schwankungen im Marktpreisniveau könnten die Preisänderungen eine erste Auswirkung des durch neue Flexibilitäten (z. B. aus Batteriespeichern oder Power-2-Heat-Anlagen) erhöhten Angebots im Markt sein.

TERMINHANDEL

Der Stromgroßhandel mit Terminprodukten, etwa für zukünftige Monate, Quartale und Jahre, unterliegt neben den Preisbildungsmechanismen des Spot Handels weiteren Einflussfaktoren, insbesondere Erwartungen über den Markt beeinflussende Entwicklungen in der Zukunft. Am Terminmarkt sind darüber hinaus üblicherweise auch Marktteilnehmer ohne eigene Erzeugung tätig. Die Preisbildung ist neben fundamentalen Faktoren daher dort besonders durch die Erwartungen und Einschätzungen der Marktteilnehmer beeinflusst. Der europäische Terminhandel für Strom war im Jahr 2025 von deutlicher Volatilität geprägt. Neben fundamentalen Einflussgrößen wie Gas-, Kohle- und CO₂-Preisen wirkten vor allem geopolitische Entwicklungen, wechselhafte Wetterbedingungen, die Einspeisung erneuerbarer Energien sowie regulatorische Änderungen preisbestimmend.



In Abbildung 5 sind die EEX-Terminmarktpreise für die Jahreslieferung 2026 der Produkte Strom Base AT (+ 12 % gegenüber Vorjahr) und DE (+8 % gegenüber Vorjahr), Gas THE (+5 % gegenüber Vorjahr) und CO₂ (+8 % gegenüber Vorjahr) im Handelsjahr 2025 dargestellt.

Zu Jahresbeginn sorgten eine geringere Windstromproduktion und reduzierte Gasexporte für Preisanstiege an Gas- und Stromterminmärkten. Die Gaspreise erreichten in der ersten Februarhälfte ihren höchsten Stand seit Anfang 2023, während geopolitische Risiken, unter anderem durch einen Drohnenangriff auf die TurkStream Pipeline, zusätzlichen Aufwärtsdruck erzeugten. Stromterminprodukte orientierten sich eng an der Gaspreisentwicklung und markierten Mitte Februar ihr Jahreshoch.

Das Frühjahr war dagegen von stark gestiegenen LNG-Zuflüssen nach Europa und außergewöhnlich hoher Solarstromproduktion geprägt. Dies führte zu wiederholten negativen Stundenpreisen am Spotmarkt und zu einem deutlichen Rückgang der Terminpreise. Am 09. April fiel das Strom Jahresprodukt 2026 auf € 77,62/MWh, den niedrigsten Stand seit April 2024. Gleichzeitig blieben die europäischen Gasspeicher historisch niedrig, woraufhin die EU ein Speicherziel von 90 Prozent bis 01. November festlegte.

Im Sommer zeigten sich die Terminmärkte uneinheitlich. Die Jahreskontrakte legten im Juli moderat zu, unter anderem gestützt durch steigende CO₂-Preise. Die geringe Handelsliquidität verstärkte dabei die Preisvolatilität. Externe Faktoren wie etwa die US-Zollpolitik oder Unsicherheiten in der europäischen Industrie führten zusätzlich zu kurzfristigen Marktausschlägen. Parallel blieben die Spotmarktpreise stark wetterabhängig. Hohe PV-Einspeisung führte regelmäßig zu negativen Preisen, während windarme Phasen die Preise in Abend- und Spitzenlaststunden deutlich erhöhten.

Die europäischen Stromterminmärkte verzeichneten 2025 erneut steigende Handelsvolumina. Die EEX-Gruppe erreichte ein Terminmarktvolumen von 13,493,7 TWh (+9 Prozent gegenüber Vorjahr), während die europäischen Spotmarktmengen mit 917,5 TWh (+6 Prozent gegenüber Vorjahr) ebenfalls ein Rekordniveau erzielten. Für Gas wurde ein Handelsvolumen von insgesamt 8.823,2 TWh und somit ein neuer Jahreshöchstwert registriert.

FINANCIAL TRANSMISSION RIGHTS (FINANZIELLE TRANSPORTRECHTE)

Seit der Markttrennung 2018 bietet das Joint Allocation Office (JAO) sogenannte Financial Transmission Rights (FTRs) an, ein finanzielles Absicherungsinstrument für Preisdifferenzen zwischen Deutschland und Österreich. FTRs werden in Auktionen erworben, die sich auf Base-Produkte für ein Frontjahr oder das jeweilige Frontmonat beschränken. Dadurch ist die Produktvielfalt im Vergleich zu den Terminmärkten des Stromhandels deutlich geringer. FTRs können einmalig kurz vor Lieferbeginn erworben werden und stellen ein Optionsrecht auf Auszahlung der Preisdifferenzen zwischen den Marktgebieten dar. Die Preisdifferenzen zwischen Österreich und Deutschland hängen von Faktoren wie Wetterbedingungen, Übertragungskapazitäten und grenzkostensetzenden Kraftwerken im jeweiligen Marktgebiet ab.

Die JAO-Jahresauktion für das Lieferjahr 2025 ergab in der Lieferrichtung „Deutschland nach Österreich“ € 6,78/MWh und „Österreich nach Deutschland“ € 3,49/MWh. Die Einspeisung aus erneuerbaren Energien in Österreich und Deutschland und die begrenzte Übertragungskapazität beeinflussen die Preisdifferenzen erheblich. So betrug die Preisdifferenz in 403 Stunden des Jahres 2025 mehr als € 50/MWh bei gleichzeitiger Windeinspeisung von über 30 GW in Deutschland.

STROMHANDEL DER TIWAG-TIROLER WASSERKRAFT AG

Die Stromhandelsaktivitäten der TIWAG dienen primär der kontinuierlichen Deckung des Bedarfs der KundInnen sowie der Vermarktung der Erzeugung aus den Kraftwerken der TIWAG. Dafür sorgt eine Kombination aus kurz- und langfristigen Handelsgeschäften (u. a. für das Hedging der eigenen Erzeugung) sowie Tauschverträgen für eine preis- und risikooptimierte Beschaffung.

Diese Strategie ermöglichte es der TIWAG, Tiroler KundInnen langfristig vergleichsweise günstige Strompreise anzubieten und gleichzeitig die eigene Erzeugung bestmöglich zu nutzen.

Im operativen Stromhandel wurde 2025 die Position als etablierter Flexibilitätsvermarkter durch die Vermarktung von Anlagen Dritter an den Intraday- und Regelreservemärkten weiter ausgebaut. Ein strategischer Schwerpunkt lag weiterhin auf der Nutzung der eigenen flexiblen Kraftwerksanlagen im Kurzfrist- und Intraday-Handel.

Mit der Handelstätigkeit sind finanzielle Risiken verbunden, denen TIWAG mit einer am Bankensektor orientierten Risikomanagement-Organisation begegnet. Die Vorgaben der Unternehmensleitung werden von einem Risikokomitee gesteuert, dem auch das zuständige Vorstandsmitglied angehört. Die laufende Überwachung von Gegenparteiisiken (wie Zahlungsausfällen oder Wiedereindeckungs- bzw. -verkaufsrisiken) sowie Marktpreisrisiken erfolgt durch das operative Risikomanagement im Handel.

Zudem trat die neue EU-Verordnung REMIT II in Kraft, die Marktmissbrauch im europäischen Strom- und Gasmarkt stärker eindämmen soll. Als Marktteilnehmerin hat TIWAG sämtliche relevanten Prozesse, insbesondere im Risikomanagement und Stromhandel, entsprechend angepasst.

Das TIWAG-Portfolio ist eng mit Klima- und Wetterentwicklungen verknüpft. 2025 war von unterdurchschnittlichen Niederschlägen gekennzeichnet, die auch in den Handelsaktivitäten der TIWAG Niederschlag fanden.

REGULATORISCHES UMFELD

Das vergangene Jahr brachte einige neue Entwicklungen im regulatorischen Umfeld der Energiemärkte.

Auf europäischer Ebene wurde der „Clean Industrial Deal State Aid Framework“ (CISAF) von der Europäischen Kommission (EK) beschlossen. Mit CISAF werden die Beihilfevorschriften in fünf Hauptbereichen unter anderem für den Ausbau erneuerbarer Energien und verstärkte Nutzung kohlenstoffarmer Brennstoffe, die befristete Strompreisentlastung für energieintensive Verbraucher (um den Übergang zu niedrigpreisigem sauberem Strom sicherzustellen) oder die Dekarbonisierung bestehender Produktionsanlagen vereinfacht. Ergänzend wurde am 04. November ein Arbeitsdokument der Kommissionsdienststellen zum CISAF veröffentlicht, das die wichtigsten politischen Entscheidungen erläutert und die Erkenntnisse und Erfahrungen der Kommission bei der Verabschiedung darlegt.

Im Jahr 2024 wurden mit der Verordnung (EU) 2024/1106 als REMIT II eine wesentliche Änderung der Revision der Verordnung zur Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes (Verordnung (EU) Nr. 1227/2011, REMIT) verabschiedet. Diese Verordnung hat bedeutende Änderungen für die Marktüberwachung des Energiegroßhandelsmarkt gebracht. Den nationalen Regulierungsbehörden und der europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) wurden zusätzliche Kompetenzen übertragen. In grenzüberschreitenden Fällen, bei denen mindestens zwei Mitgliedsstaaten betroffen sind, hat ACER nun die Möglichkeit, direkt Datenmeldungen anzufordern und die Überwachung durchzuführen. Die Novelle passt auch

die bisher national unterschiedlich geregelten Sanktionen bei Rechtsverstößen an und führt europäische Mindestvorschriften ein. Diese sehen nun einen harmonisierten Rahmen mit deutlich erhöhten Bußgeldobergrenzen vor, etwa Strafen in Form von Geldbußen für natürliche Personen (bis zu € 5,0 Mio) und juristische Personen (bis zu 20 Prozent des Jahresumsatzes). Eine nationale Umsetzung konkretisiert schließlich die jeweiligen Maxima.

Zudem wurden Regelungen für den algorithmischen Handel sowie die Gewährung von elektronischem Zugang zum Großhandelsmarkt neu eingeführt. Marktteilnehmer müssen effektive Systeme und geeignete Kontrollmechanismen zur eigenen Handelsüberwachung errichten. Marktteilnehmer aus Drittstaaten sind verpflichtet, einen in der EU ansässigen Vertreter zu benennen. Börsen wurden verpflichtet, ihre Orderbücher direkt an ACER zu melden. Die für den Berichtszeitraum von Seiten ACER erwartete und für die konkrete Umsetzung der europarechtlichen Vorgaben der REMIT II erforderliche Durchführungsverordnung wurden nicht vorgelegt.

Die bedeutsamste Änderung im regulatorischen Umfeld erfolgte mit dem Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) als Neufassung des bisherigen Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetzes 2010 (EIWOG 2010). Dieses wurde nach mehreren Jahren der Meinungsfindung und mehreren Konsultationsrunden im Dezember 2025 im Nationalrat beschlossen und am 23. Dezember 2025 unter dem Titel „Günstiger-Strom-Gesetz“ gemeinsam mit dem Energiearmuts-Definitions-Gesetz (EnDG), einer Änderung des Energie-Control-Gesetzes sowie einer Änderung des Preisgesetzes 1992 und des Elektrizitätsabgabegesetzes veröffentlicht.

Mit dem EIWG wurden Teile der europarechtlichen Vorgaben, vor allem aus der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie

2019 (Richtlinie (EU) 2019/944, BM-RL 2019) und deren Novelle im Jahr 2024 (Richtlinie (EU) 2024/1711, BM-RL 2024) nun in nationales Recht in Österreich umgesetzt.

Für die Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben des EIWG sind wesentliche Punkte im Rahmen von Verordnungen, aber auch technische Vorgaben für den Energiedatenaustausch noch näher zu bestimmen. Als Beispiel kann hier die Systemnutzungsentgelte-Grundverordnung genannt werden.

Die Umsetzung der Neuerungen der regulatorischen Vorgaben aus dem EIWG werden zukünftig die Geschäftsprozesse und die Marktaktivitäten des Unternehmens beeinflussen und Veränderungen, wie beispielsweise bei der Produktgestaltung, der Beschaffungs- und Absicherungsstrategie, aber auch dem Wert von Flexibilität nach sich ziehen. Die Auswirkungen können erst nach Vorliegen der jeweiligen Detailanforderungen und -regelungen abschließend beurteilt werden.

Für die Elektrizitätserzeugungsanlagen in Österreich und deren Vermarktung waren im Berichtszeitraum zudem die Verlängerung des Energiekrisenbeitrags-Strom bis zum Jahr 2030 und die Verschärfung der darin geltenden Obergrenzen als eine abgaben- und steuerrechtliche Maßnahme relevant. Im Folgenden wurde von Seiten der Politik in die Diskussion zusätzlich die Einführung einer neuen energie- und steuerpolitischen Maßnahme für dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen eingebracht, die landläufig in Anlehnung an die Schweizer Ausprägung als „Wasserszins“ bezeichnet wurde, obwohl diese energie- und steuerpolitisch strukturell vollkommen anders situiert ist. Die Auswirkungen dieser energie- und steuerpolitischen Eingriffe in die Erlössituation der Erzeugungsanlagen des Unternehmens, insbesondere der flexiblen Kraftwerke, können je nach Ausgestaltung zukünftig massiv sein.

TINEXT – Aktivitäten im Geschäftsjahr 2025

Im Geschäftsjahr 2025 setzte die TIWAG-Next Energy Solutions GmbH (TINEXT) gezielt auf den Ausbau und die Modernisierung von Energieinfrastrukturen in Tirol. Mit 40 MitarbeiterInnen wurden Projekte in den Bereichen Fernwärme, Photovoltaik, E-Mobilität und Wasserstoff mit viel Einsatz und Erfolg vorangetrieben, um Effizienz, Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit auf regionaler Ebene weiter zu optimieren.

FERNWÄRME

Biomasseheizwerk Kematen

Das geplante Biomasseheizwerk in Kematen ist ein Schlüsselprojekt zur nachhaltigen Wärmeversorgung und Dekarbonisierung im Tiroler Zentralraum. Nach der Umwidmung des Grundstücks zur Sonderwidmungsfläche „Biomasseheizwerk“ im Jahr 2024 konnten im Berichtsjahr das Bauverfahren und das Naturschutzverfahren positiv abgeschlossen werden. Begleitet von zahlreichen Gutachten, darunter zu Lärm- und Emissionsfragen, wurden die Unterlagen für das gewerbe- und

wasserrechtliche Verfahren bei der zuständigen Behörde bereits eingereicht. Ein Abschluss der beiden Verfahren wird im zweiten Quartal 2026 angestrebt. Nach Vorliegen der rechtskräftigen behördlichen Bescheide und der internen Beschlüsse ist der Baustart mit 2026 vorgesehen.

Dieses Vorhaben zählt zu den größten Infrastrukturprojekten der Zentralregion und soll bis Ende 2027 finalisiert werden. Die hocheffiziente Anlage wird eine Wärmeleistung von bis zu 20 MW bereitstellen und rund 120.000 MWh Wärme erzeugen.



Visualisierung des geplanten Heizwerkes Kematen

Erweiterung des Pufferspeichers in Lienz

Nach intensiver Planungs- und Bauphase konnte der zusätzliche baugleiche Pufferspeicher im Biomasseheizkraftwerk in Lienz im Berichtsjahr in Betrieb genommen werden. Mit der Verdoppelung der Kapazität von 400 m³ auf 800 m³ wurden die Flexibilität und Stabilität des Fernwärmesystems erhöht und dadurch die Betriebsweise der Biomassekessel optimiert. Dadurch wird der Heizölbedarf in Spitzenlastzeiten reduziert, was auch zur Verringerung des CO₂-Ausstoßes beiträgt. Das Projekt konnte innerhalb der vorgegebenen Investitionssumme von € 1,4 Mio umgesetzt werden. Ergänzend zu diesem Projekt läuft aktuell die Prüfung des Einsatzes einer Power-to-Heat Anlage am Standort.



Der Pufferspeicher im Biomasseheizkraftwerk Lienz wird erweitert.

Tarifanpassung bei der Stadtwärme Lienz

Die Harmonisierung der Wärmetarife verlief im Jahr 2025 planmäßig. Mit 01. Jänner 2026 erfolgte die Umstellung der bisherigen Tarifmodelle auf einen Haupttarif. Dabei findet der Tiroler Biowärmeindex Anwendung, der eine transparente und nachvollziehbare Preisentwicklung ermöglicht. Die Tarifanpassung in Lienz verfolgte das Ziel, eine langfristig stabile, faire und kostenorientierte Preis-

struktur für die Wärmeversorgung sicherzustellen. Durch die Harmonisierung der bisherigen Tarifmodelle und die Einführung eines einheitlichen, nachvollziehbaren Systems wurden Transparenz für KundInnen geschaffen, wirtschaftliche Risiken reduziert und die finanzielle Basis für den sicheren Betrieb sowie notwendige Investitionen gestärkt. Gleichzeitig wurde darauf geachtet, die Anpassungen moderat zu gestalten.

Notfallheizwerk Kufstein

Das Notfallheizwerk in Kufstein ergänzt das bestehende Biomasseheizkraftwerk der Bioenergie Kufstein GmbH als Reserveanlage für Lastspitzen und mögliche Ausfälle. Der Rohbau wurde 2024 termingerecht abgeschlossen und anschließend mit der maschinellen Ausstattung der Anlage begonnen. Im September 2025 erfolgte der Anschluss an das Fernwärmenetz der Stadt Kufstein, sodass die Anlage im November erfolgreich in Betrieb genommen werden konnte.

Mit dem Neubau wird insbesondere das Erschließungspotenzial in den Stadtteilen Zell und Sparchen erweitert. Des Weiteren stellt das Projekt eine bedeutende Investition in die langfristige Versorgungssicherheit der Region dar. Das Projekt wurde durch die Bioenergie Kufstein GmbH umgesetzt; TINEXT unterstützte die Projektabwicklung mit technischen und kaufmännischen Dienstleistungen und trug damit wesentlich zur erfolgreichen Realisierung bei.



Das Notfallheizwerk in Kufstein

SURE-Zertifizierung

Die Heizwerke in Lienz und Längenfeld konnten 2025 erneut die SURE-EU-Zertifizierung, die die Einhaltung der EU-Richtlinien RED II und RED III bestätigt, für ein weiteres Jahr verlängern. Die SURE-Zertifizierung bestätigt, dass die zur Energieerzeugung eingesetzte Bio-

masse die Nachhaltigkeitskriterien der EU-Richtlinien für erneuerbare Energien erfüllt. Die Zertifizierung stärkt die Position des Unternehmens als verlässlicher Partner im Bereich erneuerbarer Energien und betont das Streben nach kontinuierlicher Verbesserung.

Reengineering des Heizwerks Längenfeld

Die umfassende Modernisierung des Heizwerks Längenfeld schritt im Berichtsjahr plangemäß voran. Nach Abschluss der Vorplanung sind inzwischen wesentliche Meilensteine erreicht: Planung und Konzept wurden abgeschlossen, die Ausschreibungen erstellt und diverse Angebote von Herstellern eingeholt. Zudem liegt der gewerberechtliche Genehmigungsbescheid vor, der mit 08. Dezember 2025 Rechtskraft erlangte. Die Modernisierung umfasst den Rückbau der bestehenden ORC-Anlage sowie des Thermoölkreislaufs. Die bisherige Thermoölanlage wird durch eine neue, effiziente Biomassefeuerung mit einem Warmwasserkessel ersetzt. Zur weiteren Effizienzsteigerung wird eine zweistufige

Rauchgaskondensationsanlage installiert, ergänzt durch eine Absorptionswärmepumpe, die Niedertemperaturwärme auf ein nutzbares Niveau anhebt. Zusätzlich wird eine Power-to-Heat-Anlage (P2H) zur Nutzung von Überschussstrom integriert. Ein Wärmespeicher mit 160 m³ Volumen sorgt für die Glättung von Lastspitzen und erhöht die Betriebseffizienz.

Durch diese Maßnahmen wird die Energieeffizienz des Heizwerks deutlich gesteigert, der Brennstoffeinsatz um rund 25 % reduziert und die Emissionen gesenkt. Dies trägt maßgeblich zur nachhaltigen Wärmeversorgung der Region bei und erhöht die Versorgungssicherheit durch die Integration erneuerbarer Energien.



Das neue Heizwerk Längenfeld

PHOTOVOLTAIK

Im Geschäftsjahr 2025 wurden von TINEXT gemeinsam mit Industriepartnern, Gewerbebetrieben und Wohnbau-trägern insgesamt 13 PV-Projekte umgesetzt, davon sieben Pachtanlagen sowie sechs gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen. Dabei entstanden auf einer Dachfläche von rund 8.050 m² Anlagen mit einer Gesamtleistung von mehr als 805 kWp.

Kooperation mit dem Land Tirol

Ende Oktober 2025 lief – nach dreijähriger Vertragslaufzeit – die Rahmenvereinbarung über die Errichtung und den Betrieb von PV-Anlagen auf Landesdächern aus. Die Fertigstellung weiterer Anlagen wird sich aufgrund von notwendigen Adaptierungsmaßnahmen an

den Gebäuden in die Folgejahre verschieben. 2025 wurden insgesamt an sieben Standorten, darunter mehrere Straßenmeistereien sowie weitere öffentliche Gebäude des Landes Tirol, Photovoltaikanlagen mit einer Summenleistung von rund 640 kWp in Betrieb genommen.

PV-Carport in Pertisau

Im März 2025 wurde mit der Errichtung des PV-Carports in Pertisau begonnen. Die technische Fertigstellung der Anlage mit einer installierten Leistung von rund 263 kWp erfolgte Ende 2025.

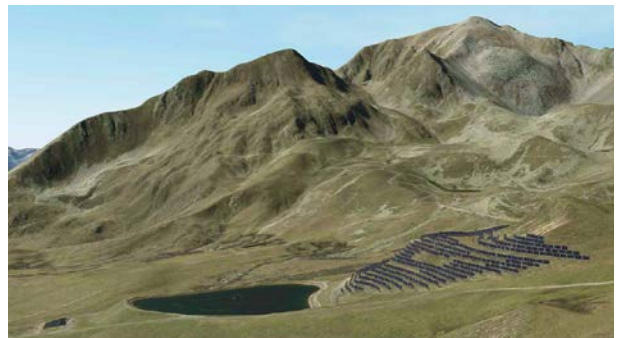


Die PV-Carportanlage Pertisau während der Inbetriebnahme-Phase im Dezember 2025



KühtaiSolar

Nach Beschlussfassung der Gesellschafter der Bergbahnen Kühtai wurden im Juli 2025 die Einreichoperate der hochalpinen PV-Anlage „KühtaiSolar“ von TINEXT an die Behörden übermittelt. Vorbehaltlich der behördlichen Genehmigungen ist der Baustart im zweiten Quartal 2026 geplant. Während die Bergbahnen Kühtai als Investor und Betreiber der PV-Anlage auftreten, wurde TINEXT für das Projektmanagement einschließlich Einreichplanung, Ausschreibung und Vergabe beauftragt. Das Projekt wird als Muster- und Leuchtturmprojekt von der KPC gefördert.



Im Kühtai soll die PV-Anlage „KühtaiSolar“ entstehen.

Batteriespeichersysteme

Im Berichtsjahr hat TINEXT technische und wirtschaftliche Konzeptplanungen für standardisierte Batteriespeichersysteme (von Klein-, Mittel- und Großspeichern) ausgearbeitet, die in unterschiedlichen Anwendungsfällen (in Kombination mit PV, zur Versorgung von Lade-

infrastruktur, als Stand-Alone-Systeme oder zur Netzregelung) zum Einsatz kommen können. Weiters wurde für das Bauvorhaben „Kraftwerk Imst-Haiming“ eine umfassende Machbarkeitsstudie zur Integration eines Großspeichers durchgeführt.

Innovative Energiesysteme und Quartierslösungen

Zur Optimierung der PV-Stromnutzung wurde 2025 begonnen, Systemlösungen bzw. Quartierskonzepte zu entwickeln. Mit dem Ziel, ein aufeinander abgestimmtes Gesamtenergiesystem mit Photovoltaik, Batteriespeichern, Power-to-Heat-Anwendungen und Ladeinfrastruktur zu er-

richten, wurden erste Konzepte entwickelt und mit interessierten Wohnbauträgern und Gemeinden abgestimmt. In Kooperation mit den Gemeinden Fiss und Eben am Achen-see erarbeitete TINEXT Konzepte für stromgeführte Quartierslösungen, um in den Regionen CO₂ zu reduzieren.

E-MOBILITÄT

Im Geschäftsjahr 2025 konnte TINEXT bedeutende Fortschritte in der Ladeinfrastruktur erzielen. Insgesamt wurden über 200 Ladepunkte erfolgreich in Betrieb genommen, davon knapp 120 neue Ladepunkte bis Ende des Jahres. Ein weiterer Meilenstein war die Einführung einer neuen DC-Power-Unit sowie Split-Systeme der neuesten Ladesystem-Generation, die vor allem für den Einsatz bei E-Bussen, LKW und in Ladeparks konzipiert sind.

E-Ladestationen bei Lebensmittelhändlern

Im Zuge einer Kooperation mit MPREIS werden im ersten Ausbauschritt bis Ende 2026 insgesamt 15 Standorte mit Schnellladesystemen ausgestattet. Der erste Standort in Fulpmes mit vier DC-Ladepunkten wurde bereits Anfang Dezember 2025 erfolgreich in Betrieb genommen. Zum Einsatz kommen leistungsstarke Schnellladesysteme mit einer Ausgangsleistung von 150 kW, die bei Bedarf auf bis zu 400 kW erweitert werden kann.

Errichtung einer Ladeinfrastruktur bei der Raststation Alpenrast

Anfang 2025 wurde in Kooperation mit der Firma Handl bei der Raststation Alpenrast (Mils bei Imst) die erste Schnellladeinfrastruktur am hochrangigen Straßennetz (A12) in Betrieb genommen. Die beiden DC-Ladesystemen haben aktuell je eine Leistung von 150 kW, die bedarf- und anforderungsgerecht auf je 300 kW erhöht werden kann.

Umsetzung von Ladesystemen beim Kraftwerksprojekt Imst-Haiming

Beim TIWAG-Kraftwerksprojekt Innstufe Imst-Haiming kommen E-LKW zum Einsatz. Insgesamt zwölf elektrisch betriebene Zugfahrzeuge sowie zwölf Kipp- und vier Betonmischauflieger wurden dafür angeschafft und sorgen

Darüber hinaus verzeichnete TINEXT eine Steigerung der Ladeabgabemenge um rund 30 %, was die wachsende Nachfrage nach leistungsfähigen Ladeangeboten unterstreicht. Ein strategischer Schritt war die Vollmitgliedschaft beim Bundesverband Elektromobilität Österreich (BEÖ), die die Position von TINEXT im österreichischen eMobility-Markt weiter stärkt. Ergänzend dazu wurde mit Juni 2025 der Service Provider „E-VO eMobility GmbH“ erfolgreich eingeführt, um das Serviceportfolio zu erweitern und die Kundenzufriedenheit nachhaltig zu sichern.



Bei der MPREIS-Filiale in Fulpmes wurden moderne E-Ladesysteme in Betrieb genommen.



Die neue E-Ladeinfrastruktur vor der Raststation Alpenrast

für einen umweltschonenden und lärmarmen Baustellenbetrieb. Mit einer Leistung von rund 660 PS verfügen die Fahrzeuge über ausreichend Antriebsleistung, um den Materialanfall von den Baustellen zu den Bodenaushubdeponien und Aufbereitungsstandorten zu transportieren. Bis zum Ende der Bauphase werden damit rund fünf

Millionen Fahrkilometer zurückgelegt und 6.000 t CO₂ sowie 2,5 Mio Liter Diesel eingespart. TINEXT hat die ARGE Imst-Haiming bei der Planung und Umsetzung unterstützt und an drei Standorten – Imst, Breitenmure und Haiming – Ladeinfrastrukturkonzepte entwickelt. Die Leistungen umfassten die Konzepterstellung, Ausführungsplanung und Unterstützung bei der Beschaffung der erforderlichen Komponenten sowie die Sicherstellung von Wartung und Service. Um das Laden der Betriebsfahrzeuge sicherzustellen, stellt TINEXT in der ersten Betriebsphase entsprechende Leihgeräte zur Verfügung. Mit diesem Projekt unterstreicht TINEXT seine Rolle als verlässlicher Partner für nachhaltige Mobilität und innovative Energielösungen.



Für die elektrisch betriebenen LKW wurden auch in der Nähe des Baubüros in Haiming E-Ladesäulen installiert.

WASSERSTOFF

P2X-Anlage in Jenbach

In Jenbach wurde das Projekt zur Produktion von erneuerbarem Wasserstoff weiter vorangetrieben. Der erzeugte Wasserstoff dient sowohl für die Entwicklung innovativer Motorentechnologien als auch für die Dekarbonisierung des INNIO-Standorts in Jenbach. Die überschüssige Abwärme soll im Endausbau effizient in das lokale Fernwärmenetz eingespeist werden. Die Bauarbeiten für die Erzeugungsanlage und der Wasserstoffdirektleitung wurden Ende zweites Quartal 2025 abgeschlossen. Technische Probleme beim Lieferanten der Elektrolyse führen zu einer Lieferverzögerung, daher kann die vollständige Inbetriebnahme der Anlage erst in 2026 abgeschlossen werden.



Die P2X-Anlage in Jenbach

P2X Kufstein

Das Projekt Power2X Kufstein war von grundlegenden Veränderungen geprägt. Im Laufe der Projektentwicklung von P2X Kufstein trugen ordnungspolitische und wirtschaftliche Entwicklungen dazu bei, dass der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft stark gedämpft wurde. Eine Trendumkehr ist auch in den kommenden Jahren nicht absehbar. Es wurden verschiedene Strategien aus-

gearbeitet und bewertet, um im Innovationsprojekt P2X Kufstein neben der ökologischen auch die wirtschaftliche Nachhaltigkeit sicherzustellen. Diese verliefen jedoch erfolglos, sodass in der Folge die Umsetzung der Wasserstoffanlage im Rahmen des Projektes P2X Kufstein eingestellt wurde. Ungeachtet dessen wird die Umsetzung des E-Ladeparks am Standort vorangetrieben.

Sonstige Aktivitäten

PROJEKTE ZUM AUSBAU DER HEIMISCHEN WASSERKRAFT

Errichtung des Kraftwerks Tauernbach-Gruben (TG)

Das Projekt Tauernbach-Gruben wurde am 09. Jänner 2013 bei der Behörde zur Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) eingereicht. Mit Erkenntnis des Bundesverwaltungsgerichts (BVwG) im März 2022, gegen das keine Beschwerde erhoben wurde, konnte das Genehmigungsverfahren nach achtjähriger Verfahrensdauer erfolgreich abgeschlossen werden.

Das Kraftwerk Tauernbach-Gruben ist als Ausleitungskraftwerk mit einer Wasserfassung im Bereich der Schildalmen und einem Krafthaus direkt unterhalb der Pumpstation der Transalpine Ölleitung (TAL) geplant. Die Wasserfassung befindet sich unterhalb der Schildalmen kurz vor der Steilstrecke. Der Triebwasserweg untergliedert sich in zwei Teilbereiche, einem Druckstollen im oberen Streckenabschnitt (ca. zwei Kilometer Länge) sowie

einer erdverlegten Druckrohrleitung vom Stollenende bis zum Krafthaus (ca. sechs Kilometer). Entlang des Triebwasserweges sind Querungen der TAL und des Tauernbachs notwendig. Mit der Anlage können nach Fertigstellung durchschnittlich 85 Gigawattstunden (GWh) Strom pro Jahr zur Versorgung der Region erzeugt werden.

Nach umfangreichen Vorarbeiten erfolgte am 06. Oktober 2023 im Matreier Ortsteil Gruben der Spatenstich für das Ausleitungskraftwerk. Anfang November 2023 begannen die Arbeiten am knapp 2,3 km langen Druckstollen, bereits sieben Monate später – im August 2024 – und damit vier Monate vor Plan erfolgte der Durchschlag. Im Jahr 2024 starteten die Arbeiten für die Wasserfassung und das Krafthaus sowie für die Verlegung der Druckrohrleitung. Im November des Berichtsjahrs erfolgte die Anlieferung des Transformators, im Dezember wurde das letzte Rohr der Druckrohrleitung verlegt und die letzte Schweißnaht gesetzt. Auch sämtliche betontechnischen Arbeiten wurden im Jahr 2025 abgeschlossen.



Einbau des letzten Rohres der Druckrohrleitung im Dezember 2025

Im Zuge des Projekts wurden auch verschiedene Ausgleichsmaßnahmen umgesetzt. Durch die Anbindung von Gewässern an die Isel und deren Strukturierung wurde neuer und hochwertiger Lebensraum für Fische und Kleinlebewesen geschaffen. Ebenfalls wurden 3.430

neue Bäume gepflanzt. Die Maßnahme zur Herstellung der Durchgängigkeit im Bereich Winterbrücke am Tauernbach wurde Ende 2025 gestartet und wird 2026 fertiggestellt. Die Inbetriebnahme und Eröffnung des Kraftwerks Tauernbach-Gruben erfolgen 2026.



Strukturierungsmaßnahmen Bürgerau-Entwässerungsgraben bei Matrei



Übersicht des Kraftwerksvorhabens Tauernbach – Gruben

Errichtung der Innstufe Imst-Haiming (IH)

Das Projekt Innstufe Imst-Haiming ist eine sinnvolle Ergänzung zum bereits 1956 in Betrieb gegangenen Ausleitungskraftwerk Prutz-Imst. Das Triebwasser aus dem Kraftwerk Imst wird dabei über einen 14 Kilometer langen, unterirdischen Stollen nach Haiming geleitet und dort noch einmal abgearbeitet. Anschließend wird es über ein Dämpfungsbecken in Haiming dem Inn zugeführt, wodurch die gewässerökologischen Verhältnisse am Inn merklich verbessert werden.

Der positive UVP-Bescheid erster Instanz für das Projekt erfolgte im Februar 2023. Aufgrund mehrerer Be-

schwerden wurde das Genehmigungsverfahren in der zweiten Instanz am Bundesverwaltungsgericht (BVwG) fortgesetzt. Im Dezember 2023 fand die erste mündliche Verhandlung beim BVwG statt, bei der nicht alle Themen umfassend geklärt werden konnten, weshalb am 04. und 05. Juli sowie am 24. Oktober 2024 weitere mündliche Verhandlungstermine stattfanden. Am 06. November 2024 wurde schließlich vom BVwG ein positives Erkenntnis erlassen, gegen das am 18. Dezember 2024 ein außerordentliches Rechtsmittel erhoben wurde (Revision an den VwGH). Dieses Verfahren wurde im Juli 2025 vom VwGH zurückgewiesen und das UVP-Verfahren damit abgeschlossen.

Im März 2025 schloss TIWAG mit Swietelsky Tunnelbau GmbH, Ing. Hans Bodner Bau GesmbH und Implenia Österreich GmbH einen Allianzvertrag über die Abwicklung des Hauptbauloses. Der Beginn der Vorarbeiten für den Naturgefahrenschutz und die Herstellung der Bau-

stelleinrichtung erfolgten bereits im Mai. Die Hauptarbeiten starteten im September, der Spatenstich erfolgte im Oktober 2025. Mit dem neuen Kraftwerk können nach Fertigstellung jährlich rund 252 Mio Kilowattstunden erneuerbarer Strom erzeugt werden.



Spatenstich für das Kraftwerk Innstufe Imst-Haiming am 17.10.2025

Bau des Erweiterungsprojekts Kühtai

Nach Vorliegen der rechtskräftigen UVP-Genehmigung wurde 2019 mit den Vorbereitungsarbeiten begonnen, um die Basis für einen geplanten Baubeschluss Mitte 2020 und den anschließenden Start der Hauptarbeiten zu schaffen. Diese Vorarbeiten konnten im Herbst 2020 fristgerecht abgeschlossen werden, im April 2021 begannen die Hauptbauarbeiten im Kühtai plangemäß. Die Arbeiten im Jahr 2025, dem mittlerweile fünften Baujahr, verliefen plangemäß und lagen im vorgesehenen Zeitplan.

Die Arbeiten in der Kaverne für den Einbau der Ausrüstung und die Installationen wurde finalisiert. Alle großen Einzelteile, wie beispielsweise Generatoren, wurden mit spektakulären Sondertransporten durch zahlreiche kritische Engstellen ins Kühtai gebracht und eingebaut. Der letzte Schwertransport in das Kühtai war im Oktober 2025 die Anlieferung des zweiten Maschinentransformators mit einem Gesamtgewicht von 313 Tonnen. Sowohl im Stubaital als auch im Sulztal wurden die Bauarbeiten an den Wasserfassungen weitergeführt. Auch wurde im Stubaital der Gegenvortrieb für den Überleitungsstollen abgeschlossen.

Wie bereits in den vergangenen Jahren fand auch 2025 wieder ein Tag der offenen Baustelle statt: Über 4.000 BesucherInnen nahmen im Juni die Gelegenheit wahr, die verschiedenen Abschnitte der Baustelle in Augen-

schein zu nehmen und beim bunten Rahmenprogramm einen abwechslungsreichen Tag zu erleben. Nach Abschluss der Komplettierungen starten 2026 die Inbetriebsetzungen der einzelnen Anlagenteile.



Die Betonarbeiten in der Kaverne wurden abgeschlossen.



Transport des Maschinentransformators auf der L13 Sellrinalstraße bei einer Engstelle in Sellrain



Die Wasserfassung Fernaubach im Stubaital

Weitere Informationen sowie einen aktuellen Überblick zu allen TIWAG-Ausbauprojekten und den zahlreichen Ausgleichsmaßnahmen finden Sie unter:

www.erneuerbareplus.at

ÖKOENERGIE TIROL GMBH

Die Ökoenergie Tirol GmbH wurde 2010 als 100-%-Tochter der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG gegründet. Seitdem konzentriert sich das Unternehmen auf zentrale Themen unserer Zeit: Umweltbewusstsein, Nachhaltigkeit, Klimaschutz und Energieeffizienz. Seit jeher bietet das Unternehmen Ökostrom aus 100 % regenerativen, heimischen Energiequellen an. Die seit 2020 gültige UZ46-Zertifizierung des Bundesministeriums (BMLUK) endete Mitte Feber 2025. Der Wiederzertifizierungsprozess wurde fristgerecht und positiv abgeschlossen, wodurch die UZ46-Zertifizierung bis Feber 2029 sichergestellt ist. Ökostrom höchster Qualität und attraktive Preise schließen einander nicht aus. Nach der Preissenkung im Dezember 2024 blieben die Preise der Standardprodukte für umweltbewusste Haushalts- und Gewerbe-kundInnen im gesamten Berichtsjahr stabil niedrig. Für die Zustimmung zur umweltfreundlichen und schnellen Online-Kommunikation wurde zusätzlich ein einmaliger Bonus von € 20 brutto pro Verbrauchsstelle gewährt.

Mit ihren CO₂-freien Energieprodukten leistet die Ökoenergie Tirol GmbH gemeinsam mit ihren KundInnen jedenfalls einen wertvollen Beitrag zum Klimaschutz und zu einer ökologisch verträglichen Zukunft.



WEITERE AKTIVITÄTEN

Spatenstich für neue TIQU-Zentrale in Haiming

Das Tiroler Qualitätszentrum für Umwelt, Bau und Rohstoffe (TIQU) mit Hauptsitz in Ötztal-Bahnhof hat sich seit seiner Gründung als verlässlicher und innovativer Partner der heimischen Bauwirtschaft etabliert. Neben qualitätssichernden Leistungen im Rahmen der akkreditierten Prüf-, Inspektions- und Zertifizierungsstelle wurde in den letzten Jahren das Leistungsportfolio durch eine Vielzahl von Ingenieurdienstleistungen sukzessive erweitert. Diesem Wachstumskurs wird mit dem Neubau der Zentrale in Haiming Rechnung getragen. Die Errichtungskosten für den Neubau am bestehenden Standort belaufen sich auf ca. € 14 Mio. Der offizielle Spatenstich fand im Juli 2025 statt, Fertigstellung und Übergabe sind für Dezember 2026 geplant. Neben Büros für die rund 40 MitarbeiterInnen sind auch modernste Laborräumlichkeiten im neuen Gebäude untergebracht.



Architekt Michael Kritzingner, TIWAG-Vorstandsdirektor Alexander Speckle, Bürgermeisterin Michaela Ofner und TIQU-Geschäftsführer Dietmar Thomaseth beim Baustart für das neue Büro- und Laborgebäude in Haiming (v.l.).

Spielerische Energie-Bildung mit dem „Lern-Erlebnis-Labyrinth“ am Achensee

Die TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG setzt sich aktiv für die Bewusstseinsbildung von SchülerInnen ein und leistet damit einen wichtigen Beitrag zur Energiezukunft Tirols: Vom 20. bis 24. Oktober 2025 lud TIWAG mit dem interaktiven „Lern-Erlebnis-Labyrinth“ auf einem Schiff der Achenseeschiffahrt (ASG) mehr als 500 Kinder im Alter von neun bis zwölf Jahren zu einer spannenden Entdeckungsreise ein. In dem modularen Holzlabyrinth

erfuhren sie spielerisch, aber fundiert die Bedeutung von Wasserkraft und anderen erneuerbare Energien sowie von Klimaschutz und Energiesparen. Jeweils zwei Schulklassen konnten gleichzeitig auf Entdeckungsreise gehen. In kleinen Teams lösten die Kinder verschiedene Aufgaben, bevor nach rund 50 Minuten die gemeinsame Auflösung erfolgte. Zum Abschluss erhielten alle TeilnehmerInnen eine Urkunde. Auch künftig wird das Lern-Erlebnis-Labyrinth bei TIWAG-Veranstaltungen präsent sein.



Projektbetreuerin Nadja Elmer (l.) und ASG-Geschäftsführer Dieter Schmid (r.) freuen sich u. a. über den Besuch der vierten Klassen der Volksschule Eben, die mit ihren Lehrerinnen Veronika Meindl und Simone Kaspurz an Bord der MS Tirol gekommen waren.

Gold für Tirol: TIWAG-Lehrlinge gewinnen Bundeslehrlings-Hackathon

Nachwuchstalente der TIWAG gehören zu den besten „Tech-Experts“ des Landes. Nachdem sich ein Lehrlings-Team des Landesenergieversorgers bereits beim Vorentscheid in Tirol souverän als Landessieger qualifiziert hatte, ging es im November zum großen Finale des Bundeslehrlings-Hackathon 2025 nach Wien – eine Reise, die mit Gold belohnt wurde.

Unter dem Motto „#Zukunftskraft“ traten im Rahmen der WKO Coding-Days der Wirtschaftskammer Österreich insgesamt 140 Lehrlinge aus 48 Betrieben in 36 verschie-

denen Lehrberufen gegeneinander an. Die Aufgabe war, innerhalb kürzester Zeit digitale Problemlösungen zu entwickeln, die nicht nur technisch funktionieren, sondern auch kreativ sind und echten Nutzen stiften. In der anspruchsvollsten Kategorie „#Experts“ (IT-Lehrberufe mit Coding-Erfahrung) haben drei TIWAG-Lehrlinge des Bereichs Informationstechnologie die Jury auf ganzer Linie überzeugt. Ihr Siegerprojekt „TechTracker“ löst ein ganz konkretes Problem aus ihrem Arbeitsalltag: Die Assetverwaltung von IT-Geräten. Oft fehlt unterwegs ohne Laptop die Möglichkeit, Hardware-Daten einzusehen oder zu verwalten. Die von den Lehrlingen entwickelte App macht genau das möglich – schnell, einfach und mobil via Smartphone.

Dass sie die technischen Grundlagen in der Entwicklungsumgebung Thunkable beherrschen, hatten sie bereits im Vorfeld bewiesen. Doch in Wien zählte auch das Gesamtpaket: Vom Projektmanagement über das Design bis hin zum Pitch-Video wurde das Gesamtkonzept beurteilt, bewertet und schließlich mit Gold belohnt.



Großartiger Erfolg beim Hackathon in Wien (v.l.): Lehrlingsausbilder Julian Glatz mit den siegreichen Lehrlingen Larissa Leitner, Manuel Holer und Georg Köblitz.

TIWAG-Spende an die Arche Herzensbrücken

Neben der traditionellen Weihnachtsspende, die 2025 an die Tiroler Krebshilfe überreicht wurde, überraschte TIWAG im Berichtsjahr noch einen weiteren Tiroler Verein mit einer Spende. Insgesamt € 7.275 wurden an die „Arche Herzensbrücken“ übergeben. Der Verein bietet Familien mit schwer erkrankten Kindern dringend benötigte Auszeiten.

Der Spendenbetrag stammte dabei aus den Teilnahmeentgelten zweier TIWAG-Erlebniswochen für Kinder, die TIWAG in den Sommerferien für Kinder von ArbeitnehmerInnen organisiert hatte. Die Kosten für die Teilnahme beliefen sich auf 75 Euro pro Kind und Woche, der dadurch erzielte Gesamtbetrag bildete die Spendensumme.



Die beiden Vorstandsdirektoren Michael Kraxner (r.) und Alexander Speckle (l.) übergaben die Spende an Horst Szeli, Gründer und Geschäftsführer von Arche Herzensbrücken.





JAHRESABSCHLUSS UND KONZERNABSCHLUSS





BILANZ ZUM 31. DEZEMBER 2025

Aktiva	31.12.2025 €	31.12.2024 T€
A. Anlagevermögen		
I. Immaterielle Vermögensgegenstände		
1. Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Vorteile sowie daraus abgeleitete Lizenzen	509.972.891,36	494.754,1
2. Geschäfts(Firmen)wert	0,00	104,9
3. geleistete Anzahlungen	1.735.689,65	1.299,0
	511.708.581,01	496.158,0
II. Sachanlagen		
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten, einschließlich der Bauten auf fremdem Grund	548.090.501,43	531.965,0
2. maschinelle und elektrische Anlagen	358.861.013,48	328.173,2
3. Leitungsanlagen	350.805.211,55	324.606,6
4. andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	13.702.405,52	12.907,0
5. geleistete Anzahlungen und Anlagen in Bau	1.290.880.298,88	945.051,8
	2.562.339.430,86	2.142.703,6
III. Finanzanlagen		
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	160.826.030,63	154.423,7
2. Ausleihungen an verbundene Unternehmen	166.616.666,60	171.250,0
3. Beteiligungen	619.867.453,02	619.867,5
4. Wertpapiere (Wertrechte) des Anlagevermögens	34.156.878,46	34.156,9
5. sonstige Ausleihungen	41.962.822,18	43.828,2
	1.023.429.850,89	1.023.526,2
Anlagevermögen	4.097.477.862,76	3.662.387,8
B. Umlaufvermögen		
I. Vorräte		
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	7.416.160,94	8.148,5
2. fertige Erzeugnisse und Waren	15.716.527,22	31.242,8
3. noch nicht abrechenbare Leistungen	85.464,13	84,0
	23.218.152,29	39.475,3
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände		
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen davon mit Restlaufzeit von mehr als einem Jahr	160.264.007,46 5.757.076,90	162.167,4 5.803,3
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen davon mit Restlaufzeit von mehr als einem Jahr	165.566.427,49 55.654.962,37	173.558,2 63.605,7
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	9.923.013,38	14.217,5
4. sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände	147.210.938,51	66.963,9
	482.964.386,84	416.907,0
III. Kassenbestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten	61.878.255,29	107.661,0
Umlaufvermögen	568.060.794,42	564.043,3
C. Rechnungsabgrenzungsposten	4.453.645,97	4.507,8
SUMME Aktiva	4.669.992.303,15	4.230.938,9

Passiva	31.12.2025 €	31.12.2024 T€
A. Eigenkapital		
I. Grundkapital	300.000.000,00	300.000,0
II. Kapitalrücklagen	500.000,00	500,0
III. Gewinnrücklagen		
1. gesetzliche Rücklage	30.000.000,00	30.000,0
2. andere Rücklagen (freie Rücklagen)	1.908.335.937,00	1.686.335,9
	1.938.335.937,00	1.716.335,9
IV. Bilanzgewinn	150.538.762,66	110.341,5
davon Gewinnvortrag	341.501,47	82,7
Eigenkapital	2.389.374.699,66	2.127.177,4
B. Investitionszuschüsse	9.581.720,06	10.089,8
C. Baukostenbeiträge	193.062.380,11	187.850,6
D. Rückstellungen		
1. Rückstellungen für Abfertigungen	51.648.818,97	56.687,2
2. Rückstellungen für Pensionen	75.651.015,10	87.775,8
3. Steuerrückstellungen	47.663.295,26	31.579,5
4. sonstige Rückstellungen	441.588.394,76	435.911,2
	616.551.524,09	611.953,7
E. Verbindlichkeiten		
1. Anleihen	110.121.244,44	110.121,2
davon mit Restlaufzeit von bis zu einem Jahr	121.244,44	121,2
davon mit Restlaufzeit von mehr als einem Jahr	110.000.000,00	110.000,0
2. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.009.773.260,35	807.319,1
davon mit Restlaufzeit von bis zu einem Jahr	122.820.830,42	46.321,3
davon mit Restlaufzeit von mehr als einem Jahr	886.952.429,93	760.997,8
3. erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen	32.408,33	0,8
davon mit Restlaufzeit von bis zu einem Jahr	32.408,33	0,8
4. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	104.561.360,40	109.742,6
davon mit Restlaufzeit von bis zu einem Jahr	104.032.340,40	108.898,6
davon mit Restlaufzeit von mehr als einem Jahr	529.020,00	844,0
5. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	74.224.793,23	78.047,3
davon mit Restlaufzeit von bis zu einem Jahr	74.224.793,23	78.047,3
6. Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	3.281.332,41	21.211,7
davon mit Restlaufzeit von bis zu einem Jahr	3.281.332,41	21.211,7
7. sonstige Verbindlichkeiten	124.729.378,88	130.192,3
davon mit Restlaufzeit von bis zu einem Jahr	110.935.449,25	117.870,3
davon mit Restlaufzeit von mehr als einem Jahr	13.793.929,63	12.322,0
davon aus Steuern	68.558.692,58	8.374,5
davon im Rahmen der sozialen Sicherheit	3.451.693,00	3.156,7
	1.426.723.778,04	1.256.635,0
F. Rechnungsabgrenzungsposten	34.698.201,19	37.232,4
SUMME Passiva	4.669.992.303,15	4.230.938,9

GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG 2025

1. Umsatzerlöse
2. Veränderung des Bestands an fertigen und unfertigen Erzeugnissen sowie an noch nicht abrechenbaren Leistungen
3. andere aktivierte Eigenleistungen
4. sonstige betriebliche Erträge a) Erträge aus dem Abgang vom und der Zuschreibung zum Anlagevermögen mit Ausnahme der Finanzanlagen b) Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen c) übrige
5. Aufwendungen für Material und sonstige bezogene Herstellungsleistungen a) Materialaufwand b) Aufwendungen für bezogene Leistungen
6. Personalaufwand a) Löhne Gehälter b) soziale Aufwendungen - davon Aufwendungen für Altersversorgung - aa) Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betriebliche Mitarbeitervorsorgekassen - bb) Aufwendungen für gesetzlich vorgeschriebene Sozialabgaben sowie vom Entgelt abhängige Abgaben und Pflichtbeiträge
7. Abschreibungen a) auf immaterielle Gegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen - davon außerplanmäßige Abschreibungen auf das Anlagevermögen
8. sonstige betriebliche Aufwendungen a) Steuern, soweit sie nicht unter Z 18 fallen b) übrige
9. Zwischensumme aus Z 1 bis Z 8 (Betriebsergebnis)
10. Erträge aus Beteiligungen davon aus verbundenen Unternehmen
11. Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens davon aus verbundenen Unternehmen
12. sonstige Zinsen und ähnliche Erträge - davon aus verbundenen Unternehmen - davon Zinskomponente Sozialkapital
13. Erträge aus dem Abgang von und der Zuschreibung zu Finanzanlagen und Wertpapieren des Umlaufvermögens
14. Aufwendungen aus Finanzanlagen und aus Wertpapieren des Umlaufvermögens - davon aus Abschreibungen - davon Aufwendungen aus verbundenen Unternehmen
15. Zinsen und ähnliche Aufwendungen davon Zinskomponente Sozialkapital
16. Zwischensumme aus Z 10 bis Z 15 (Finanzergebnis)
17. Ergebnis vor Steuern
18. Steuern vom Einkommen und vom Ertrag
19. Ergebnis nach Steuern = Jahresüberschuss
20. Zuweisung zu Gewinnrücklagen
21. Gewinnvortrag aus dem Vorjahr
22. SUMME Bilanzgewinn

	2025 €	2024 T€
	1.639.154.355,14	1.794.430,6
	1.478,48	-353,0
	41.767.409,02	40.325,8
	2.022.373,44	1.639,3
	10.922.270,46	7.417,8
	12.491.899,74	20.213,6
	25.436.543,64	29.270,7
	-1.002.434.934,33	-1.139.227,0
	-2.134.565,55	-4.122,8
	-1.004.569.499,88	-1.143.349,8
	-11.745.590,81	-10.371,8
	-131.209.307,76	-116.931,3
	-142.954.898,57	-127.303,1
	-1.805.000,28	-48.817,5
	33.053.914,09	-16.565,9
	-859.537,69	-1.600,4
	-32.124.290,08	-29.219,2
	-144.759.898,85	-176.120,5
	-107.659.067,48	-111.998,6
	-3.740.847,35	-16.553,8
	-107.659.067,48	-111.998,6
	-11.018.265,94	-644,1
	-106.364.158,48	-106.749,8
	-117.382.424,42	-107.394,0
	331.988.895,65	324.811,2
	110.367.100,59	143.623,4
	4.987.854,29	8.802,8
	6.865.429,84	7.470,1
	5.689.107,67	6.245,7
	20.043.714,39	12.253,6
	262.656,44	399,3
	16.094.300,95	6.944,1
	6.402.311,24	765,0
	-592.943,49	-65.609,3
	0,00	-65.000,0
	-592.943,49	-65.609,3
	-40.818.497,75	-50.383,9
	-18.168.261,27	-29.545,0
	102.267.114,82	48.118,9
	434.256.010,47	372.930,1
	-62.058.749,28	-83.048,3
	372.197.261,19	289.881,8
	-222.000.000,00	-179.623,0
	341.501,47	82,7
	150.538.762,66	110.341,5

KONZERN-BILANZ ZUM 31. DEZEMBER 2025

Konzern-Aktiva	31.12.2025 €	31.12.2024 T€
A. Anlagevermögen		
I. Immaterielle Vermögensgegenstände		
1. Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Vorteile sowie daraus abgeleitete Lizenzen	36.669.734,75	9.360,8
2. Geschäfts(Firmen)wert	0,00	104,9
3. geleistete Anzahlungen	171.038,10	271,0
	36.840.772,85	9.736,7
II. Sachanlagen		
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten, einschließlich der Bauten auf fremdem Grund	1.087.016.672,76	1.103.607,9
2. maschinelle und elektrische Anlagen	460.691.352,51	427.610,7
3. Leitungsanlagen	780.657.412,22	768.926,6
4. andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	18.746.904,97	16.624,6
5. geleistete Anzahlungen und Anlagen in Bau	1.302.266.475,20	959.227,3
	3.649.378.817,66	3.275.997,1
III. Finanzanlagen		
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	1.932.919,20	1.932,9
2. Beteiligungen an assoziierten Unternehmen	147.588.229,55	145.210,3
3. Beteiligungen	413.318.694,36	413.571,2
4. Wertpapiere (Wertrechte) des Anlagevermögens	34.839.164,73	34.839,2
5. sonstige Ausleihungen	41.962.822,18	43.828,2
	639.641.830,02	639.381,8
Konzern-Anlagevermögen	4.325.861.420,53	3.925.115,5
B. Umlaufvermögen		
I. Vorräte		
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	7.416.160,94	8.148,5
2. fertige Erzeugnisse und Waren	19.943.104,61	24.376,6
3. noch nicht abrechenbare Leistungen	85.464,13	84,0
	27.444.729,68	32.609,1
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände		
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen davon mit Restlaufzeit von mehr als einem Jahr	217.138.817,24 5.763.424,22	216.901,7 6.303,4
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	163.371,62	206,1
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	12.148.358,86	14.513,0
4. sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände davon mit Restlaufzeit von mehr als einem Jahr	232.234.055,69 55.654.962,58	161.766,9 63.605,7
	461.684.603,41	393.387,7
III. Kassenbestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten	63.694.819,20	110.726,3
Konzern-Umlaufvermögen	552.824.152,29	536.723,1
C. Rechnungsabgrenzungsposten	4.906.799,33	4.952,0
SUMME Konzern-Aktiva	4.883.592.372,15	4.466.790,6

Konzern-Passiva	31.12.2025 €	31.12.2024 T€
A. Eigenkapital		
I. Grundkapital	300.000.000,00	300.000,0
II. Kapitalrücklagen	500.000,00	500,0
III. Gewinnrücklagen	1.787.321.450,90	1.517.130,7
IV. Konzern-Jahresüberschuss	348.561.216,53	380.191,3
V. Anteile anderer Gesellschafter	44.204,89	43,1
Konzern-Eigenkapital	2.436.426.872,32	2.197.865,1
B. Investitionszuschüsse aus öffentlichen Mitteln	32.621.631,23	30.169,7
C. Baukostenbeiträge und -zuschüsse	305.351.843,05	304.126,6
D. Rückstellungen		
1. Rückstellungen für Abfertigungen	52.983.023,73	58.061,9
2. Rückstellungen für Pensionen	77.144.152,90	89.375,8
3. Steuerrückstellungen	117.755.472,60	87.991,3
4. sonstige Rückstellungen	425.386.001,21	435.289,3
	673.268.650,44	670.718,3
E. Verbindlichkeiten		
1. Anleihen	110.121.244,44	110.121,2
davon mit Restlaufzeit von bis zu einem Jahr	121.244,44	121,2
davon mit Restlaufzeit von mehr als einem Jahr	110.000.000,00	110.000,0
2. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.009.773.260,35	807.319,1
davon mit Restlaufzeit von bis zu einem Jahr	122.820.830,42	46.321,3
davon mit Restlaufzeit von mehr als einem Jahr	886.952.429,93	760.997,8
3. erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen	5.620.948,43	5.585,3
davon mit Restlaufzeit von bis zu einem Jahr	5.620.948,43	5.585,3
4. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	130.439.130,32	135.399,7
davon mit Restlaufzeit von bis zu einem Jahr	129.910.110,32	134.555,7
davon mit Restlaufzeit von mehr als einem Jahr	529.020,00	844,0
5. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	1.168.923,53	937,0
davon mit Restlaufzeit von bis zu einem Jahr	1.168.923,53	937,0
6. Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	6.541.734,47	22.065,1
davon mit Restlaufzeit von bis zu einem Jahr	6.541.734,47	22.065,1
7. sonstige Verbindlichkeiten	136.787.931,03	144.884,3
davon mit Restlaufzeit von bis zu einem Jahr	122.994.001,40	131.980,8
davon mit Restlaufzeit von mehr als einem Jahr	13.793.929,63	12.903,5
davon aus Steuern	69.311.764,83	9.193,1
davon im Rahmen der sozialen Sicherheit	4.165.298,38	3.474,4
	1.400.453.172,57	1.226.311,7
F. Rechnungsabgrenzungsposten	35.470.202,54	37.599,2
SUMME Konzern-Passiva	4.883.592.372,15	4.466.790,6

KONZERN-GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG 2025

1. Umsatzerlöse
2. Veränderung des Bestands an fertigen und unfertigen Erzeugnissen sowie an noch nicht abrechenbaren Leistungen
3. andere aktivierte Eigenleistungen
4. sonstige betriebliche Erträge a) Erträge aus dem Abgang vom und der Zuschreibung zum Anlagevermögen mit Ausnahme der Finanzanlagen b) Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen c) übrige
5. Aufwendungen für Material und sonstige bezogene Herstellungsleistungen
6. Personalaufwand a) Löhne b) Gehälter
c) soziale Aufwendungen - davon Aufwendungen für Altersversorgung - aa) Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betriebliche Mitarbeitervorsorgekassen - bb) Aufwendungen für gesetzlich vorgeschriebene Sozialabgaben sowie vom Entgelt abhängige Abgaben und Pflichtbeiträge
7. Abschreibungen a) auf immaterielle Gegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen - davon außerplanmäßige Abschreibungen auf das Anlagevermögen
8. sonstige betriebliche Aufwendungen a) Steuern, soweit sie nicht unter Z 19 fallen b) übrige
9. Zwischensumme aus Z 1 bis Z 8 (Konzern-Betriebsergebnis)
10. Erträge aus Beteiligungen davon aus verbundenen Unternehmen
11. Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens
12. sonstige Zinsen und ähnliche Erträge
13. Erträge aus dem Abgang von und der Zuschreibung zu Finanzanlagen und Wertpapieren des Umlaufvermögens
14. Aufwendungen aus Finanzanlagen und aus Wertpapieren des Umlaufvermögens
15. Ergebnis aus assoziierten Unternehmen
16. Zinsen und ähnliche Aufwendungen
17. Zwischensumme aus Z 10 bis Z 16 (Konzern-Finanzergebnis)
18. Konzernergebnis vor Steuern
19. Steuern vom Einkommen und vom Ertrag
20. Konzernergebnis nach Steuern = Jahresüberschuss
21. Anteile anderer Gesellschafter am Jahresergebnis
22. SUMME Konzern-Jahresüberschuss

	2025 €	2024 T€
	1.817.768.521,28	1.978.363,1
	145.313,91	-395,6
	44.395.179,17	42.369,9
	2.112.776,26	1.664,4
	13.466.857,72	10.531,7
	22.532.147,85	30.973,8
	38.111.781,83	43.169,9
	-1.114.227.592,95	-1.285.810,0
	-14.781.819,25	-13.436,9
	-140.261.978,30	-125.020,9
	-155.043.797,55	-138.457,9
	-5.387.153,36	-52.410,9
	32.662.268,25	-17.153,9
	-954.666,48	-1.740,1
	-35.146.695,11	-31.960,7
	-160.430.950,91	-190.868,7
	-172.413.467,99	-143.447,8
	-36.540.847,35	-2.849,0
	-172.413.467,99	-143.447,8
	-11.999.409,51	-853,2
	-118.222.101,57	-95.715,6
	-130.221.511,08	-96.568,8
	323.127.273,26	346.812,0
	91.502.644,71	128.803,2
	124.267,61	168,4
	1.182.675,23	1.225,9
	20.102.860,80	13.285,6
	0,00	765,0
	0,00	0,0
	20.293.521,94	9.296,8
	-39.477.878,81	-49.392,4
	93.603.823,87	103.984,1
	416.731.097,13	450.796,1
	-68.168.776,51	-70.603,7
	348.562.320,62	380.192,4
	-1.104,09	-1,1
	348.561.216,53	380.191,3

ENTWICKLUNG DES KONZERNEIGENKAPITALS ZUM 31.12.2025

	Grund- kapital T€	Kapital- rücklagen T€	Gewinn- rücklagen T€	Konzernjahres- überschuss T€	Anteile anderer Gesellschafter T€	Summen T€
Stand am 31. Dezember 2023	300.000,0	500,0	1.401.403,6	166.227,1	42,0	1.868.172,7
Konzernanteil am Jahresüberschuss	0,0	0,0	0,0	380.191,3	1,1	380.192,4
Ausschüttung	0,0	0,0	-50.500,0	0,0	0,0	-50.500,0
Zuweisung zu Gewinnrücklagen	0,0	0,0	166.227,1	-166.227,1	0,0	0,0
Sonstiges	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Stand am 31. Dezember 2024	300.000,0	500,0	1.517.130,7	380.191,3	43,1	2.197.865,1
Konzernanteil am Jahresüberschuss	0,0	0,0	0,0	348.561,2	1,1	348.562,3
Ausschüttung	0,0	0,0	-110.000,0	0,0	0,0	-110.000,0
Zuweisung zu Gewinnrücklagen	0,0	0,0	380.191,3	-380.191,3	0,0	0,0
Sonstiges	0,0	0,0	-0,5	0,0	0,0	-0,5
Stand am 31. Dezember 2025	300.000,0	500,0	1.787.321,5	348.561,2	44,2	2.436.426,9

KONZERN-GELDFLUSSRECHNUNG

	2025 T€	2024 T€
Netto-Geldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit		
Ergebnis vor Steuern	416.731,1	450.796,1
+/- Abschreibungen / Zuschreibungen auf Vermögensgegenstände des Bereichs Investitionstätigkeit	172.413,5	142.682,8
-/+ Gewinne / Verluste aus dem Abgang von Vermögensgegenständen des Bereichs Investitionstätigkeit	-97,0	120,0
-/+ Auflösung von Baukostenbeiträgen, Baukostenzuschüssen und Investitionszuschüssen	5.565,1	4.442,8
-/+ Beteiligungserträge, Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens sowie sonstige Zinsen und ähnliche Erträge / Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-74.134,2	-114.106,7
+/- Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen / Erträge	-4.729,2	5.485,3
Netto-Geldfluss aus dem betrieblichen Ergebnis	515.749,3	489.420,3
-/+ Zunahme / Abnahme der Vorräte, der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie anderer Aktiva	-72.486,7	154.517,4
+/- Zunahme / Abnahme von Rückstellungen	1.940,8	-90.003,9
+/- Zunahme / Abnahme der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie anderer Passiva	-56.101,8	-19.738,6
Netto-Geldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit vor Steuern	389.101,6	534.195,2
-/+ Zahlungen / Gutschriften für Ertragsteuern	-30.000,0	-50.549,2
Netto-Geldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit	359.101,6	483.646,0
Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit		
+ Einzahlungen aus Anlagenabgang (ohne Finanzanlagen)	995,3	3.685,5
+ Einzahlungen aus Finanzanlagenabgang und sonstigen Finanzinvestitionen	2.010,5	1.965,1
- Auszahlungen für Anlagenzugang (ohne Finanzanlagen)	-574.087,0	-440.998,6
- Auszahlungen für Finanzanlagenzugang und sonstige Finanzinvestitionen	-30,0	-1.437,3
+ Einzahlungen aus Beteiligungs-, Zins- und Wertpapiererträgen	95.347,8	133.737,2
Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit	-475.763,3	-303.048,1
Netto-Geldfluss aus der Finanzierungstätigkeit		
- ausbezahlte Ausschüttungen	-110.000,0	-50.500,0
+ Einzahlungen aus der Begebung von Anleihen und der Aufnahme von Finanzkrediten	155.000,0	95.000,0
- Auszahlungen für die Tilgung von Anleihen und Finanzkrediten	-42.491,3	-66.900,4
+/- Sonstige finanzierungsrelevante Einzahlungen / Auszahlungen	88.335,2	-81.880,3
- Auszahlungen für Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-21.213,6	-19.630,5
Netto-Geldfluss aus der Finanzierungstätigkeit	69.630,2	-123.911,2
Zahlungswirksame Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	-47.031,5	56.686,6
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente am Beginn der Periode	110.726,3	54.039,7
SUMME Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente am Ende der Periode	63.694,8	110.726,3



ANHANG



RANES® FI51-46254-1 130 t

1

I. ALLGEMEINE ANGABEN

Der Jahresabschluss und der Konzernjahresabschluss für das Geschäftsjahr vom 01. Jänner 2025 bis zum 31. Dezember 2025 wurden unter Beachtung der Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung sowie der Generalnorm, ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Unternehmens zu vermitteln, nach den Vorschriften des österreichischen Unternehmensgesetzbuches (UGB), den ergänzenden Bestimmungen des Aktiengesetzes (AktG) und der sondergesetzlichen Normen des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (EIWOG) bzw. des in weiten Teilen seit dem 24.12.2025 in Kraft getretenen Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) in der jeweils geltenden Fassung aufgestellt. Die TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG ist als große Kapitalgesellschaft gemäß § 221 (3) UGB und als fünffach große Gesellschaft gem. § 271a (1) UGB einzustufen.

Um textliche und zahlenmäßige Wiederholungen zu vermeiden, wurde der Konzernanhang mit dem Anhang des Einzelabschlusses zusammengefasst.

Die bisherige Form der Darstellung wurde bei der Erstellung des Einzel- und Konzernabschlusses beibehalten und die Gewinn- und Verlustrechnung wurde in Staffelform nach dem Gesamtkostenverfahren strukturiert. Im Interesse einer klaren Darstellung wurden Bilanzposten ergänzt. Die Berichtswährung ist Euro, alle Vorjahresbeträge sind in Tausend Euro (T€) angegeben.

Bei der Summierung der gerundeten Beträge und Prozentangaben können durch Verwendung automatischer Rechenhilfen Rundungsdifferenzen auftreten.

II. BILANZIERUNGS- UND BEWERTUNGSMETHODEN

Allgemeine Grundlagen

Der Einzelabschluss und der Konzernabschluss wurden unter Beachtung der Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung sowie der Generalnorm, ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Unternehmens zu vermitteln, aufgestellt.

Die Posten des Einzel- und Konzernabschlusses wurden unter Berücksichtigung des wirtschaftlichen Gehalts der betreffenden Geschäftsvorfälle bzw. Vereinba-

rungen und des Wesentlichkeitsgrundsatzes in Bezug auf Ansatz, Bewertung, Konsolidierung, Darstellung und Offenlegung bilanziert. Bei der Erstellung des Einzel- und des Konzernabschlusses wurden der Grundsatz der Vollständigkeit und das Verrechnungsverbot eingehalten.

Bei der Bewertung der Bilanzpositionen wurde der Grundsatz der Fortführung des Unternehmens beachtet, die Vermögensgegenstände und Schulden wurden zum Abschlussstichtag einzeln bewertet. Dem Vorsichtsprinzip wurde Rechnung getragen, indem insbesondere nur die am Abschlussstichtag verwirklichten Gewinne ausgewiesen und auch alle erkennbaren Risiken und drohenden Verluste sowie alle Wertminderungen berücksichtigt worden sind. Der Grundsatz der Bilanzidentität wurde beachtet.

Bei der Bestimmung jener Werte, die nur auf Basis von Schätzungen möglich sind, wurde der Grundsatz der verlässlichen Schätzung beachtet.

Immaterielle Vermögensgegenstände

Entgeltlich erworbene immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens sind mit den Anschaffungskosten – und soweit abnutzbar – unter Berücksichtigung der planmäßigen Abschreibung angesetzt. Die planmäßige Abschreibung erfolgt linear, als Nutzungsdauer wird die durchschnittliche Nutzungsdauer der Kraftwerksanlagen herangezogen. Mitbenutzungsrechte an Richtfunk-, Leitungsanlagen und Dienstbarkeiten werden im Zeitraum von 10 bis 20 Jahren abgeschrieben und für EDV-Programme und Patente wird ein Zeitraum von 3 bis 5 Jahren zugrunde gelegt. (Firmen)Geschäftswerte, deren Nutzung nicht verlässlich geschätzt werden kann, werden gleichmäßig verteilt über zehn Jahre abgeschrieben. Bei voraussichtlicher dauernder Wertminderung eines Vermögensgegenstandes wird dieser zum Abschlussstichtag außerplanmäßig auf den niedrigeren beizulegenden Wert abgeschrieben. Im Berichtsjahr gab es im Einzelabschluss keine außerplanmäßigen Abschreibungen.

Sachanlagen

Sachanlagen, die bestimmt sind dauernd dem Geschäftsbetrieb zu dienen und deren Nutzung zeitlich begrenzt ist, sind zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten, vermindert um planmäßige Abschreibungen, bewertet. Die Herstellungskosten umfassen Einzel- und Gemeinkosten, ein Ausscheiden überhöhter Gemeinkosten infolge offener Unterbeschäftigung war nicht

erforderlich. Aufwendungen für freiwillige Sozialleistungen, für betriebliche Altersversorgung und Abfertigungen wurden in die Herstellungskosten einbezogen, direkt zurechenbare Fremdkapitalzinsen wurden nicht angesetzt.

Die planmäßige Abschreibung der Sachanlagen erfolgt ab Inbetriebnahme linear über einen Zeitraum von 4 bis 66,7 Jahren. In der Steuerbilanz wurde von der zeitlich befristeten Möglichkeit der Geltendmachung einer degressiven Abschreibung (§ 7 (1a) EStG und § 8 (1a) EStG) letztmalig im Geschäftsjahr 2025 Gebrauch gemacht, die entsprechenden Differenzbeträge wurden in den latenten Steuern auf Einzelabschluss- bzw. Konzernabschlussebene erfasst. Für Zugänge im ersten Halbjahr wird eine Ganzjahresabschreibung und für Zugänge im zweiten Halbjahr eine Halbjahresabschreibung vorgenommen. Bei der Bemessung der Abschreibung wird kein Restwert angesetzt.

Der Rahmen der voraussichtlichen wirtschaftlichen Nutzungsdauer beträgt für die einzelnen Anlagegruppen:

Gebäude:	10 (Baracken) bis 66,7 Jahre
Wasserbauten:	33 $\frac{1}{3}$ bis 50 Jahre
maschinelle und elektrische Anlagen:	10 bis 35 Jahre
Leitungsanlagen:	10 bis 40 Jahre
andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung:	4 bis 10 Jahre
geringwertige Wirtschaftsgüter, Betriebs- und Geschäftsausstattung:	sofort
geringwertige Wirtschaftsgüter, Zähl- und Messgeräte:	13 Jahre

Die Nutzungsdauern orientieren sich an den vom Bundesministerium für Finanzen mit Erlass anerkannten „Nutzungsdauern Energiewirtschaft“. Betragsmäßig unwesentliche geringwertige Vermögensgegenstände des Anlagevermögens wurden im Zugangsjahr aktiviert und vollständig abgeschrieben (§ 204 (1a) UGB). Das Wahlrecht der Sofortabschreibung wird nur ausgeübt, wenn die Generalnorm der möglichst getreuen Darstellung der Vermögens- und Ertragslage des Unternehmens nicht darunter leidet. Sachanlagen werden bei voraussichtlich dauernder Wertminderung außerplanmäßig auf den am Abschlussstichtag niedrigeren beizulegenden Wert abgeschrieben.

Im Berichtsjahr wurden im Einzelabschluss € 3.740.847,35 (Vorjahr: T€ 16.553,8) und im Konzernabschluss € 36.540.847,35 (Vorjahr: T€ 16.553,8) außerplanmäßig abgeschrieben. Falls die Gründe einer außerplanmäßigen Abschreibung nicht mehr bestehen, wird der Betrag dieser Abschreibung im Umfang der Werterhöhung unter Berücksichtigung der Abschreibungen, die inzwischen vorzunehmen gewesen wären, zugeschrieben. Die fortgeschriebenen Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten bilden dabei die Wertobergrenze.

Finanzanlagen

Anteile an verbundenen Unternehmen und Beteiligungen, die dauernd dem Geschäftsbetrieb dienen und deren Nutzung nicht zeitlich begrenzt ist, sind mit den Anschaffungskosten bzw. mit dem niedrigeren beizulegenden Wert angesetzt. Nur vorübergehende Wertminderungen werden nicht bilanziert. Stellt sich heraus, dass die Gründe für die Inanspruchnahme einer außerplanmäßigen Abschreibung nicht mehr bestehen, so wird die Abschreibung im Umfang der Werterhöhung zugeschrieben. Im Berichtsjahr wurden im Einzelabschluss Anteile an verbundenen Unternehmen in Höhe von € 0,00 (Vorjahr: T€ 65.000,0) außerplanmäßig abgeschrieben und € 6.402.311,24 (Vorjahr: T€ 0,0) im Einzelabschluss und € 0,00 (Vorjahr: T€ 0,0) im Konzernabschluss zugeschrieben.

Die Wertpapiere und Wertrechte des Anlagevermögens, die dauernd dem Geschäftsbetrieb dienen, werden zu Anschaffungskosten aktiviert und außerplanmäßig auf den niedrigeren am Abschlussstichtag beizulegenden Wert abgeschrieben bzw. auf den höheren beizulegenden Wert zugeschrieben. Im Berichtsjahr wurden im Einzel- und Konzernabschluss € 0,00 (Vorjahr: T€ 765,0) zugeschrieben.

Am Abschlussstichtag wird der niedrigere beizulegende Wert angesetzt. Börsennotierte Aktien werden außerplanmäßig abgeschrieben, wenn der beizulegende Zeitwert geringer als der gewichtete Durchschnittspreis ist. Forderungen aus Kapitalüberlassungen an Dritte mit einer Laufzeit von mehr als einem Jahr werden als Ausleihungen im Finanzanlagevermögen erfasst und mit dem Nominalwert bewertet. Unverzinsliche bzw. niedrig verzinsliche Ausleihungen werden diskontiert und zum Barwert angesetzt.

Vorräte

Die Bewertung der Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe, des Gasvorrates sowie der fertigen Erzeugnisse und Waren, die nicht bestimmt sind dauernd dem Geschäfts-

betrieb zu dienen, erfolgt zu Anschaffungskosten unter Beachtung des strengen Niederstwertprinzips. Gleichartige Gegenstände des Vorratsvermögens werden zu Gruppen zusammengefasst und mit dem Durchschnittswert angesetzt.

Ist am Abschlussstichtag der Zeitwert niedriger, so wird auf diesen Wert abgeschrieben. Ist der beizulegende Zeitwert nicht festzustellen und übersteigen die Anschaffungs- oder Herstellungskosten den beizulegenden Wert, so wird der Vermögensgegenstand auf diesen Wert abgeschrieben. Bestandsrisiken, die sich aus der Lagerdauer bzw. der geminderten Verwendbarkeit ergeben, werden durch angemessene Wertabschläge berücksichtigt.

Die noch nicht abrechenbaren Leistungen werden zu Herstellungskosten angesetzt. Bei der Ermittlung der Herstellungskosten werden Teile der freiwilligen Sozialleistungen einbezogen, direkt zurechenbare Fremdkapitalzinsen werden nicht angesetzt. Bei Aufträgen, deren Ausführung sich über mehr als zwölf Monate erstreckt, werden keine angemessenen Teile der Verwaltungs- und Vertriebskosten angesetzt. Wurde die Leistung unter wirtschaftlicher Betrachtungsweise an den Auftraggeber erbracht, kommt es zur Ergebnisrealisierung und damit zum Ausweis einer Forderung.

Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände werden im Zeitpunkt der einseitigen Vertragsverpflichtung mit den Anschaffungskosten (Nennbetrag) angesetzt. Die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen enthalten abgegrenzte, am Bilanzstichtag noch nicht abgelesene Energielieferungen und Netzleistungen. Auf Basis von geschätzten Verbrauchsmengen, der Mengenverteilung (Saisonalität) und der aktuellen Preisinformationen wurde für jeden Kunden eine taggenaue Erlösabgrenzung berechnet und bilanziert.

Am Abschlussstichtag wird der beizulegende Wert, das ist jener Betrag, der nach vernünftiger unternehmerischer Beurteilung wahrscheinlich eingehen wird, ermittelt und im Falle erkennbarer Einzelrisiken eine Abschreibung (Wertberichtigung) vorgenommen. Fremdwährungsforderungen werden zum Devisenankaufkurs bzw. zum niedrigeren Geldkurs am Abschlussstichtag bewertet.

Kassenbestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten

Die Zahlungsmittel beinhalten neben den flüssigen Mitteln im engeren Sinn, d. s. Kassenbestand, Schecks und Guthaben bei Kreditinstituten, auch kurzfristige Geldanlagen, die jederzeit in Zahlungsmittelbeträge umgewandelt werden können. Die flüssigen Mittel werden zum Nennwert angesetzt. Die Bewertung der monetären Fremdwährungsbestände erfolgt zum Devisenankaufskurs bzw. zum niedrigeren Geldkurs am Abschlussstichtag.

Aktive Rechnungsabgrenzungsposten

Unter den aktiven Rechnungsabgrenzungsposten werden Ausgaben vor dem Abschlussstichtag ausgewiesen, soweit sie Aufwendungen für einen bestimmten Zeitraum nach diesem darstellen.

Investitionszuschüsse

Nicht rückzahlbare erhaltene Investitionszuschüsse aus öffentlichen Mitteln werden in der Bilanz in einem passivischen Sonderposten ausgewiesen und mit dem beizulegenden Wert bewertet. Die Auflösung dieser Bilanzposition erfolgt ab Inbetriebnahme anhand der bilanziellen Nutzungsdauer der Anlagen, für die der Zuschuss gewährt worden ist. Die im Zusammenhang mit der COVID-19-Investitionsprämie beanspruchten Zuschüsse werden als nicht rückzahlbare Investitionszuschüsse aus öffentlichen Mitteln behandelt und nach der Bruttomethode bilanziert. Für all jene Vermögensgegenstände, für die zum Bilanzstichtag eine Förderzusage vorliegt und Anschaffungen bzw. Herstellungen erfolgt sind, wurde eine Investitionsprämie passiviert und in derselben Höhe eine Forderung gegenüber dem Fördergeber aktiviert.

Baukostenbeiträge

In diesem gesondert ausgewiesenen Passivposten werden die vereinnahmten Anschlusskosten, Baukostenbeiträge- und -zuschüsse ausgewiesen und entsprechend der Vertragsdauer oder der Nutzungsdauer der Anlagen, für die sie geleistet worden sind, aufgelöst. Die seit dem Geschäftsjahr 2000 von Bezugsberechtigten geleisteten Baukostenbeiträge werden über einen Zeitraum von 20 Jahren aufgelöst. Seit dem Geschäftsjahr 2007 werden die von der TINETZ-Tiroler Netze GmbH vereinnahmten Baukostenbeiträge an die Konzernmuttergesellschaft TIWAG, die nach dem geltenden Pachtvertrag die Investitionen zu tätigen hat, weitergeleitet. Die Auflösungsbeiträge werden in den Umsatzerlösen ausgewiesen.

Rückstellungen

Die Rückstellungen für Abfertigungsverpflichtungen wurden nach versicherungsmathematischen Grundsätzen unter Anwendung der Methode der laufenden Einmalprämien und der „AVÖ 2018-P – Rechnungsgrundlagen für die Pensionsversicherung“ ermittelt. Die Abfertigungsansprüche resultieren aus dem Kollektivvertrag für Energieversorgungsunternehmen. Die Berechnung erfolgt auf Basis eines kalkulatorischen Pensionsalters von 63 Jahren für Frauen und Männer unter Beachtung der Übergangsbestimmungen des Budgetbegleitgesetzes 2025 (BGBl I Nr. 25/2025) sowie des „BVG-Altersgrenzen“ (BGBl 832/1992) für Frauen. Bei der Bewertung der Abfertigungsverpflichtungen werden Valorisierungen von 3,0 % (Vorjahr: 3,0 % bis 5,0 %) und ein Rechnungszins auf Grundlage der Renditen von erstangigen, festverzinslichen Unternehmensanleihen zum Bilanzstichtag von 3,20 % p. a. (Vorjahr: 3,01 %) verwendet. Als Finanzierungsende wurde der frühere Zeitpunkt aus dem kalkulatorischen Pensionsalter und dem 25. Dienstjahr angewendet. Ein Fluktuationsabschlag wurde nicht angesetzt. Die durchschnittliche Restlaufzeit des Bestandes (Duration) wurde mit 6,69 Jahren (Vorjahr: 6,20 Jahren) angenommen.

Die Veränderungen der Abfertigungsrückstellungen werden im Personalaufwand unter den Aufwendungen für Abfertigungen und im Zinsaufwand erfasst.

Für alle nach dem 31.12.2002 beginnenden Dienstverhältnisse zahlt der Arbeitgeber monatlich 1,53 % des Entgeltes in eine Mitarbeitervorsorgekasse, in der die Beträge auf einem Konto des Arbeitnehmers veranlagt werden, ein.

Aufgrund von Richtlinien und Betriebsvereinbarungen besteht die Verpflichtung an Beschäftigte bzw. deren Hinterbliebene unter bestimmten Voraussetzungen eine Ruhegeld- bzw. Hinterbliebenenversorgung zu leisten. Die Rückstellungen für Pensionen sind mit dem sich nach versicherungsmathematischen Grundsätzen unter Anwendung der „AVÖ 2018-P – Rechnungsgrundlagen für die Pensionsversicherung“ ergebenden Betrag angesetzt. Bei direkten Verpflichtungen errechnet sich die Gesamtpensionsverpflichtung für laufende Pensionen mit dem Barwert der künftigen Pensionszahlungen und für Anwartschaften auf Pensionen mit dem nach der Methode der laufenden Einmalprämie ermittelten Betrag. Bei den voraussichtlichen Pensionszahlungen wurde ein Pensionstrend in Höhe von 1,10 % bis 3,75 % (Vorjahr: 2,75 % bis 5,75 %) angesetzt, ein Fluktuationsabschlag wurde nicht berücksichtigt. Der ermittelte Betrag wird

auf Basis eines Rechnungszinses auf Grundlage der Renditen von erstrangigen, festverzinslichen Unternehmensanleihen zum Bilanzstichtag mit 3,20 % (Vorjahr: 3,01 % p. a.) abgezinst. Die durchschnittlichen Restlaufzeiten (Durationen) wurden mit 6,03 Jahren (Vorjahr: 6,22 Jahren) angenommen. Die Veränderungen wurden im Personalaufwand unter den Aufwendungen für Altersversorgung und im Zinsaufwand erfasst.

Die Rückstellungen für leistungsorientiert in eine Pensionskasse ausgelagerte Pensionszusagen wurden mit den zukünftig zu erwartenden Nachschuss- bzw. Sonderbeitragszahlungen des Unternehmens an die Pensionskasse bilanziert. Als Finanzierungsverfahren für die Zahlungsverpflichtungen wurde die Projected Unit Credit Method herangezogen.

Bei den voraussichtlichen Pensionszahlungen wurde ein Pensionstrend in Höhe von 2,75 % bis 3,75 % (Vorjahr: 2,75 % bis 5,75 %), je nach Statut, angesetzt, ein Fluktuationsabschlag wurde nicht berücksichtigt. Für die Bewertung wurde ein Rechnungszins auf Grundlage der Renditen von erstrangigen, festverzinslichen Unternehmensanleihen zum Bilanzstichtag mit 4,06 % p. a. (Vorjahr: 3,45 %) herangezogen und als erwarteter Pensionskassenertrag wird ein Zinssatz von 2,00 % (Vorjahr: 2,00 %) angesetzt. Bei den ausgelagerten Pensionsverpflichtungen wurden die durchschnittlichen Restlaufzeiten (Durationen) mit 14 Jahren (Vorjahr: 14 Jahren) angenommen. Die Veränderungen werden im Personalaufwand erfasst und vom Wahlrecht, den Zinsaufwand und auch Aufwendungen bzw. Erträge aufgrund der Veränderungen des Rechnungszinses im Finanzergebnis zu erfassen, wurde Gebrauch gemacht.

Jubiläumsgeldrückstellungen werden für jene Dienstnehmer gebildet, die bis zum voraussichtlichen Ende des Dienstverhältnisses die für den Anfall eines Jubiläumsgeldes erforderlichen Dienstjahre erreichen. Die Höhe des Jubiläumsgeldes ergibt sich aus den Kollektivverträgen.

Die Rückstellungen für Jubiläumsgeldzahlungen werden nach versicherungsmathematischen Grundsätzen ermittelt. Die Berechnungen erfolgten auf Basis eines kalkulatorischen Pensionsalters von 63 Jahren für Frauen und Männer unter Beachtung der Übergangsbestimmungen des Budgetbegleitgesetzes 2025 (BGBl I Nr. 25/2025) sowie den „BVG-Altersgrenzen“ (BGBl 832/1992) für Frauen. Bei der Bewertung der Jubiläumsgeldverpflichtungen wurden Valorisierungen von 3,0 % (Vorjahr: 3,0 % bis 5,0 %) und ein Rechnungszins auf Grundlage der Renditen von erstrangigen, festver-

zinslichen Unternehmensanleihen zum Bilanzstichtag mit 3,62 % (Vorjahr: 3,26 %) verwendet. Die durchschnittliche Restlaufzeit des Bestandes (Duration) wurde mit 8,79 Jahren (Vorjahr: 8,52 Jahren) angenommen.

Die Veränderungen der Jubiläumsgeldrückstellungen wurden im Personalaufwand unter den Lohn- und Gehaltsaufwendungen und im Finanzergebnis erfasst.

Die Rückstellungen aus Deputatzahlungen werden versicherungsmathematisch unter Anwendung des Verfahrens der laufenden Einmalprämien und der „AVÖ 2018-P – Rechnungsgrundlagen für die Pensionsversicherung“ bewertet. Für die Abzinsung wird ein Rechnungszins auf Grundlage der Renditen von erstrangigen, festverzinslichen Unternehmensanleihen zum Bilanzstichtag in Höhe von 4,00 % (Vorjahr: 3,40 %) herangezogen. Eine Fluktuation wird nicht angesetzt. Die durchschnittliche Restlaufzeit des Bestandes (Duration) wurde mit 12,03 Jahren (Vorjahr: 12,70 Jahren) angenommen. Die Veränderungen der Rückstellung sind in den Aufwendungen für Altersversorgung und im Finanzergebnis erfasst.

Bei der Bemessung der sonstigen Rückstellungen werden alle erkennbaren Risiken berücksichtigt und mit dem bestmöglich geschätzten Erfüllungsbetrag unter Berücksichtigung erwarteter künftiger Preis- und Kostensteigerungen bewertet. Rückstellungen mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr werden mit einem angemessenen Zinssatz abgezinst. Als Restlaufzeit gilt der Zeitraum zwischen Abschlussstichtag und dem Zeitpunkt der voraussichtlichen Inanspruchnahme. Die Effekte aus der Änderung des Abzinsungssatzes bzw. der Schätzung der Restlaufzeit werden im Finanzergebnis ausgewiesen.

Laufende und latente Ertragsteuern

Die Tochtergesellschaften TIGAS-Wärme Tirol GmbH, TINETZ-Tiroler Netze GmbH, Achenseeschiffahrt-GmbH, TIWAG-Next Energy Solutions GmbH, Ökoenergie Tirol GmbH und die Gemeinschaftskraftwerk Inn GmbH sind in ein Gruppenbesteuerungsmodell mit der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG als Gruppenträger einbezogen. Daneben wurde die Bioenergie Kufstein GmbH über eine Beteiligungsgemeinschaft im Rahmen der Gruppenbesteuerung berücksichtigt. Die steuerlichen Ergebnisse der Gruppenmitglieder werden dem Gruppenträger zugerechnet, der in weiterer Folge die gruppenweite Körperschaftsteuer an die Abgabenbehörde leistet. Was die Steuerumlage betrifft, so wurden mit der TINETZ-Tiroler Netze GmbH, der Achenseeschiffahrt-GmbH, der Ökoenergie Tirol GmbH und

der TIQU-Tiroler Qualitätszentrum für Umwelt, Bau und Rohstoffe GmbH Ergebnisabführungsverträge abgeschlossen, mit den übrigen Gesellschaften erfolgt eine Steuerumlage-Verrechnung nach der „Stand-alone“ Methode.

Die Bilanzierung latenter Steuern erfolgt bilanzorientiert auf Basis des Temporary-Konzepts. Die Steuerumlagevereinbarungen sehen vor, dass der Gruppenträger den Gruppenmitgliedern für übernommene steuerliche Verluste keine negative Umlage gutschreibt, das Gruppenmitglied jedoch in späteren Jahren bei steuerlichen Gewinnen so lange keine positive Umlage abzuführen hat, bis die Verluste verbraucht sind. Im Falle einer künftigen Steuerbelastung werden die Differenzen zwischen den unternehmensrechtlichen und steuerrechtlichen Wertansätzen von Vermögensgegenständen, Rückstellungen, Verbindlichkeiten und Rechnungsabgrenzungsposten als passive und im Fall einer künftigen Steuerentlastung als aktive latente Steuern angesetzt. Aktive latente Steuern, die aus steuerlichen Verlustvorträgen resultieren, werden nicht bilanziert. Beim erstmaligen Ansatz eines Firmen(Geschäfts)wertes werden latente Steuern nicht berücksichtigt.

Die Differenzen werden aus den mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ermittelten voraussichtlichen Steuerbe- und -entlastungen der nachfolgenden Geschäftsjahre und einem Körperschaftsteuersatz von 23 % bewertet. Da verrechenbare Steuern bzw. Steuererstattungsansprüche gegenüber derselben Abgabenbehörde bestehen, werden aktive und passive latente Steuern saldiert. Eine Abzinsung der Differenzbeträge unterbleibt. Die Veränderungen der bilanzierten latenten Steuern werden in der Gewinn- und Verlustrechnung gesondert unter dem Posten „Steuern vom Einkommen und vom Ertrag“ ausgewiesen. Aus der Bewertung der Differenzen zwischen den unternehmens- und steuerrechtlichen Wertansätzen von Vermögensgegenständen, Schulden und Rechnungsabgrenzungsposten ergibt sich im Einzelabschluss im Berichtsjahr eine rückgestellte Steuerbelastung in Höhe von € 47.663.295,26 (Vorjahr: T€ 31.579,5) und im Konzernabschluss in Höhe von € 117.755.472,60 (Vorjahr: T€ 87.991,1). Aufgrund der vertraglichen Ausgestaltung der Steuerumlagevereinbarung wurde die degressive Abschreibung (§ 7 (1a) EStG) für das Gemeinschaftskraftwerk Inn im Berichtsjahr in Höhe von € 11.386.601,74 (Vorjahr: T€ 17.323,1) ergebniswirksam als Veränderung der latenten Steuern im Konzernabschluss berücksichtigt. Im Einzelabschluss wurde für die Gemeinschaftskraftwerk Inn

GmbH eine Rückstellung für künftige Steuerbelastungen gem. § 198 (8) Z 1 UGB in Höhe von € 39.992.000,00 (Vorjahr: T€ 32.377,0) gebildet.

Die TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG als Konzernmutter des TIWAG-Konzerns fällt in den Anwendungsbereich des Mindestbesteuerungsreformgesetzes (Min-BestRefG, BGBl I Nr. 187/2023), das Regelungen zur Gewährleistung einer globalen Mindestbesteuerung für Unternehmensgruppen enthält. Im Geschäftsjahr 2025 ist kein Steueraufwand oder Steuerertrag, der sich aus dem Mindestbesteuerungsgesetz (MinBestG) bzw. einem ausländischen Steuergesetz nach § 198 (10) Satz 3 Z 4 UGB ergibt, entstanden. Des Weiteren werden auch keine latenten Steuern aus diesen Positionen angesetzt und wir erwarten auch zukünftig aus der Anwendung des Min-BestG und vergleichbarer ausländischer Gesetze keine Auswirkungen auf den Steueraufwand oder Steuerertrag der Gesellschaft und auf Konzernebene.

Verbindlichkeiten

Die Verbindlichkeiten sind zu ihrem vereinbarten Erfüllungsbetrag, das ist der Betrag, der aufgebracht werden muss, um eine Verbindlichkeit zu tilgen, angesetzt. Ist der Erfüllungsbetrag am Bilanzstichtag höher, so wird dieser aufgrund des strengen Höchstwertprinzips angesetzt. Rentenverpflichtungen sind zum Barwert der künftigen Auszahlungen bewertet.

Ist der Erfüllungsbetrag einer Verbindlichkeit zum Zeitpunkt ihrer Begründung höher als der Ausgabebetrag, so wird der Unterschiedsbetrag verpflichtend in die aktiven Rechnungsabgrenzungsposten aufgenommen und gesondert ausgewiesen. Dieser Betrag wird über die Laufzeit der Finanzierung verteilt und periodengerecht im Zinsaufwand erfasst. Fremdwährungsverbindlichkeiten sind im Zeitpunkt der Erstverbuchung mit dem Anschaffungskurs bzw. am Bilanzstichtag mit dem höheren Devisenverkaufskurs bewertet. Wesentliche Fremdwährungsrisiken werden durch entsprechende Sicherungsgeschäfte abgesichert. Bilanziell werden Bewertungseinheiten gebildet, wenn einerseits Währungs-, Frist- und Betragsidentität bestehen und andererseits die Sicherungsbeziehung effektiv ist.

Passive Rechnungsabgrenzungsposten

Unter den passiven Rechnungsabgrenzungsposten werden Einnahmen vor dem Abschlussstichtag ausgewiesen, soweit sie Erträge für einen bestimmten Zeitraum nach diesem darstellen. In dieser Position sind auch Beträge, die steuerliche Zuschreibungsrücklagen betreffen, die nach dem 31.12.2015 gebildet worden sind, enthalten.

Cross Border Leasing

In den Geschäftsjahren 2001, 2002 und 2003 wurden mehrere Cross Border Leasing-Transaktionen abgeschlossen, wobei die Transaktionen bei einem Teil der Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz weiterhin bestehen.

Bei diesen Leasingtransaktionen werden US-Trusts Nutzungsrechte an Wirtschaftsgütern (Kraftwerke) eingeräumt; diese Wirtschaftsgüter werden gleichzeitig zurückgemietet. Die Trusts werden dabei zu Gunsten institutioneller Investoren in den USA errichtet. Die Eigentumsverhältnisse verändern sich nach österreichischem Recht nicht.

Die Netto-Barwertvorteile der noch bestehenden Transaktionen hieraus betrugen insgesamt € 46,1 Mio (Vorjahr: € 46,1 Mio). Der Zufluss daraus wurde unter den passiven Rechnungsabgrenzungsposten erfasst. Die Auflösung erfolgt entsprechend der Dauer der zugrundeliegenden Leasingverträge.

Da das jeweils erhaltene Closing Date Payment für Zahlungen aus den Zahlungsübernahmevereinbarungen verwendet wurde und daraus ausreichend Mittel zur Verfügung stehen, um sämtliche planmäßige Mietzahlungsverpflichtungen zu erfüllen, existieren aus der Transaktion in wirtschaftlicher Betrachtungsweise weder Vermögensgegenstände noch Verbindlichkeiten der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG und in weiterer Folge auch keine der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG zurechenbaren Zinserträge oder Zinsaufwendungen. Die bestehenden Zahlungsübernahmevereinbarungen und Sicherungsinstrumente sind mit Finanzinstitutionen sehr hoher Bonität abgeschlossen worden.

Derivative Finanzinstrumente

Die TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG setzt derivative Finanzinstrumente zu Sicherungszwecken ein und fasst diese, sofern die Voraussetzungen erfüllt sind, mit den abgesicherten Grundgeschäften zu Bewertungseinheiten zusammen. Konkret werden im Energiebereich derivative Finanzinstrumente zur Vermarktung der zu erzeugenden Energie aus Wasserkraft und zur Abdeckung der Lücke zwischen physikalischer Erzeugung in den eigenen Kraftwerken und dem Strombedarf der Kunden verwendet. Die Abgrenzung der derivativen Finanzinstrumente wird auf Basis einer Buchstruktur vorgenommen.

Demnach liegen derivative Finanzinstrumente vor, wenn die Forwards dem Buch „Eigengeschäft“ zugeordnet werden. Dieses „Eigengeschäft“ stellt ein eigenes Portfolio von Geschäften mit Handelsabsicht dar, das als ein-

heitliches Bewertungsobjekt imparitatisch bewertet wird. Das Portfolio ist ein klar abgegrenzter Verantwortungsbereich, für den es klare Vorgaben bezüglich Risikokategorien, Instrumente, Risikostrategie und Risikolimits gibt. Auf der Grundlage des Risikomanagements werden Risikolimits bestimmt, nachgewiesen und dokumentiert. Es erfolgt eine tägliche Ermittlung der beizulegenden Zeitwerte und zum Bilanzstichtag wird das Eigengeschäftsbuch zu Marktwerten bewertet. Das sich aus negativen und positiven Wertänderungen in saldierter Form ergebende Bewertungsergebnis wird nach dem imparitatischen Realisationsprinzip bewertet. Für negative Saldierungsergebnisse wird eine Drohverlustrückstellung angesetzt. Ist der Saldo aller beizulegenden Zeitwerte der Grund- und Sicherungsgeschäfte der jeweiligen Bewertungseinheit positiv, so bleibt dieser unberücksichtigt.

Jene Commodity-Derivate, die der strukturierten Beschaffung und Vermarktung dienen, werden dem Buch „Eigenhandel“ zugeordnet. In diesem Fall liegen keine derivativen Finanzinstrumente vor, Ansatz, Bewertung und Ausweis dieser Geschäfte erfolgen nach den allgemeinen Bilanzierungsgrundsätzen für schwebende Geschäfte. Die Vorschriften über die Bildung von Bewertungseinheiten kommen zur Anwendung.

Die an den Spotmärkten (Over the Counter – OTC oder Strombörsen) abgeschlossenen kurzfristigen Verträge zur Vermeidung von Differenzen zwischen geplanter Stromabgabe und vorhandener Energiemenge werden nicht zu den derivativen Finanzinstrumenten gezählt, da ihnen das Merkmal des Termingeschäftes fehlt.

III. KONSOLIDIERUNGSKREIS

Der Konzernabschluss der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG für das Geschäftsjahr vom 01. Jänner 2025 bis zum 31. Dezember 2025 wurde unter Anwendung der am Abschlussstichtag gültigen §§ 244 – 267 UGB aufgestellt.

Die Festlegung des Konsolidierungskreises erfolgt nach den Vorschriften der §§ 247 und 249 UGB. Zum 31.12.2025 sind einschließlich der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG als Mutterunternehmen sieben inländische Tochterunternehmen als vollkonsolidierte Unternehmen in den Konzernabschluss einbezogen worden. Aufgrund ihrer untergeordneten Bedeutung ist zum 31.12.2025 ein Tochterunternehmen (Vorjahr: 1), dessen Anteile als Anteile an verbundenen Unternehmen ausgewiesen sind, nicht in den Konzernabschluss einbezogen worden.

In den Konzernabschluss sind folgende Tochterunternehmen im Wege der Vollkonsolidierung bilanziert:

- TINETZ-Tiroler Netze GmbH
- TIGAS-Wärme Tirol GmbH
- Achenseeschiffahrt-GmbH
- Gemeinschaftskraftwerk Inn GmbH
- Ökoenergie Tirol GmbH
- TIWAG-Next Energy Solutions GmbH
- TIWAG Beteiligungs GmbH

Eine Einbeziehung nach der Equity-Methode ist für sechs assoziierte Unternehmen (Vorjahr: 6) gegeben. Die Beteiligung an der Innsbrucker Kommunalbetriebe Aktiengesell-

schaft (IKB AG), die von der TIWAG Beteiligungs GmbH gehaltenen Anteile an der Öztaler Wasserkraft GmbH sowie die TIGAS-Beteiligung an der Südtirolgas AG und die TINETZ-Beteiligung an der Tiroler Übertragungsnetz GmbH werden gem. § 263 (1) UGB als assoziierte Unternehmen einbezogen. Bei zwei (Vorjahr: 2) Unternehmen unterbleibt die Einbeziehung als assoziiertes Unternehmen gem. § 263 (2) UGB mangels Wesentlichkeit.

Die aufgrund untergeordneter Bedeutung gem. § 249 (2) UGB nicht vollkonsolidierten und gem. § 263 (2) UGB nicht at Equity bewerteten Unternehmen wurden anhand folgender Verhältnisrechnungen abgegrenzt:

	Nicht vollkonsolidiert (§ 249 (2) UGB) im Verhältnis zum Konzern in %	Nicht at Equity bewertet (§ 263 (2) UGB) im Verhältnis zum Konzern in %
Anlagevermögen	0,02	0,19
Umlaufvermögen	0,24	0,77
Eigenkapital	0,07	0,23
Schulden	0,04	0,28
Umsatzerlöse	0,21	0,42
Jahresergebnis	0,04	0,37

IV. KONSOLIDIERUNGSGRUNDSÄTZE

Der Konzernabschluss und die Jahresabschlüsse der in den Konzernabschluss einbezogenen Unternehmen sind auf den 31.12.2025 aufgestellt.

Vollkonsolidierte Tochterunternehmen

Die Einzelabschlüsse der in den Konzernabschluss der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG einbezogenen Tochterunternehmen werden nach den gesetzlichen Vorschriften und den geltenden Bilanzierungs- und Bewertungsgrundsätzen aufgestellt. Soweit erforderlich, werden Überleitungsrechnungen (Unternehmensbilanz II) aufgestellt.

Die Kapitalkonsolidierung jener Tochterunternehmen, die vor dem 01.01.2016 in den Konzernabschluss einbe-

zogen worden sind, wurden nach der Buchwertmethode erstkonsolidiert (§ 906 (35) UGB). Jene Tochterunternehmen, die nach dem 01.01.2016 in den Konzernabschluss einbezogen worden sind, wurden nach der Neubewertungsmethode mit dem beizulegenden Zeitwert angesetzt. Die Kapitalaufrechnung erfolgte im Zeitpunkt des Erwerbs der Anteile bzw. im Zeitpunkt des erstmaligen Einbezugs. Bei jenem Tochterunternehmen, bei dem das Einbeziehungswahlrecht des § 249 (2) UGB im Berichtsjahr entfallen ist, wurden die Wertansätze zum Zeitpunkt des erstmaligen Einbezugs angesetzt. Der aus der Kapitalaufrechnung entstandene Unterschiedsbetrag in Höhe von € 25.037,39 wurde aufwandswirksam verrechnet.

Ein Ausgleichsposten für die Anteile anderer Gesellschafter ist innerhalb des Konzerneigenkapitals separat ausgewiesen.

Assoziierte Unternehmen

Die wesentlichen Beteiligungen an assoziierten Unternehmen werden gesondert in der Konzernbilanz ausgewiesen. Die Anteile an den assoziierten Unternehmen wurden beim erstmaligen Ansatz mit dem Buchwert angesetzt.

Der Stichtag für die nach der Buchwertmethode erfolgte Einbeziehung der Innsbrucker Kommunalbetriebe AG (IKB) war für den im Jahr 2002 erworbenen Anteil der 31.12.2002 und für den im Jahr 2006 erworbenen Anteil der 31.12.2006. Aufgrund der vertraglichen Situation wird zur Entwicklung des Equity-Ansatzes der Jahresabschluss des assoziierten Unternehmens herangezogen.

Die im Rahmen der Erstkonsolidierung ermittelten Wertansätze werden in den Folgejahren um den Betrag der anteiligen Eigenkapitalveränderungen erhöht oder vermindert. Die auf die Beteiligung entfallenden Gewinnausschüttungen werden abgesetzt.

Die Schuldenkonsolidierung erfolgt durch Aufrechnung der gegenseitigen Forderungen, Ausleihungen, Rückstellungen und Verbindlichkeiten sowie der gegenseitigen Eventualverbindlichkeiten. Zwischen den in den Konzernabschluss einbezogenen Gesellschaften waren, unter Beachtung des Grundsatzes der Wesentlichkeit, keine Zwischenergebnisse zu eliminieren. Im Rahmen der Aufwands- und Ertragskonsolidierung wurden konzerninterne Aufwendungen und Erträge unter Beachtung des Grundsatzes der Wesentlichkeit eliminiert.

V. ERLÄUTERUNGEN ZUR BILANZ (EINZELABSCHLUSS)

Immaterielle Vermögensgegenstände

Unter den immateriellen Vermögensgegenständen in Höhe von € 511.708.581,01 (Vorjahr: T€ 496.158,0) sind im Wesentlichen Strombezugsrechte im Wert von € 474.229.080,32 (Vorjahr: T€ 486.363,2), EDV-Programme, Firmen(Geschäfts)werte und ähnliche Rechte ausgewiesen. Davon entfallen auf Firmen(Geschäfts)werte € 0,00 (Vorjahr: T€ 104,9). Die Abschreibungen im Berichtsjahr betragen € 15.707.894,75 (Vorjahr: T€ 15.100,3).

Sachanlagen

Von den Zugängen beim Sachanlagevermögen entfallen € 407.016.045,04 (Vorjahr: T€ 263.278,6) auf die Erzeugung, € 112.647.562,26 (Vorjahr: T€ 124.071,1) auf Umspannung und Verteilung, € 4.170.444,12 (Vorjahr: T€ 9.467,9) auf intelligente Zähl- und Messeinrichtungen und € 6.513.444,51 (Vorjahr: T€ 3.634,1) auf Verwaltung und Sonstiges. Der Verlust aus den Abgängen von Sachanlagen beträgt € 766.211,76 (Vorjahr: T€ 532,8); davon stammen € 34.780,44 (Vorjahr: T€ 0,0) aus Verkäufen. Der Gewinn aus Anlagenverkäufen beträgt € 850.447,37 (Vorjahr: T€ 409,3). In der Position „Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten einschließlich der Bauten auf fremdem Grund“ ist ein Grundwert in Höhe von € 60.032.088,41 (Vorjahr: T€ 53.496,3) enthalten.

Zum Bilanzstichtag bestehen keine wesentlichen Verpflichtungen aus der Nutzung von in der Bilanz nicht ausgewiesenen Sachanlagen aufgrund von Miet- und Leasingverträgen.

Die detaillierte Aufgliederung des Anlagevermögens und seine Entwicklung im Berichtsjahr sind im Punkt III. des Anlagenspiegels angeführt.

Finanzanlagen

Der Buchwert der Finanzanlagen verminderte sich gegenüber dem Vorjahr um insgesamt € 96.366,88 auf € 1.023.429.850,89 (Vorjahr: T€ 1.023.526,2). Eine Übersicht über die Höhe des Anteils am Kapital, des Eigenkapitals und des Ergebnisses des letzten Geschäftsjahres, für das ein Jahresabschluss vorliegt, enthält der Beteiligungsspiegel und die detaillierte Aufgliederung des Finanzanlagevermögens samt den Wertaufholungen im Berichtsjahr ist im Punkt III. des Anlagenspiegels.

Ausleihungen werden mit insgesamt € 331.225,43 (Vorjahr: T€ 358,5) innerhalb eines Jahres fällig. Wertpapiere des Anlagevermögens mit einem Buchwert von € 34.000.000,00 (Vorjahr: T€ 34.000,0) dienen der Deckung der Pensionsrückstellung.

ANGABEN ZU DEN BETEILIGUNGEN GEMÄSS § 238 (1) Z 4 UGB (BETEILIGUNGSSPIEGEL)

Gesellschaft	Firmenbuch- nummer	Nennkapital zum 31.12.2025	
Anteile an verbundenen Unternehmen			
1. TIGAS-Wärme Tirol GmbH, Innsbruck ^{3) 8)}	FN 33547 i	€	65.915.000,00
2. Achenseeschifffahrt-GmbH, Eben ^{3) 4) 8)}	FN 40405 w	€	37.000,00
3. Ökoenergie Tirol GmbH, Innsbruck ^{3) 7) 8)}	FN 45176 k	€	38.000,00
4. TINETZ-Tiroler Netze GmbH, Innsbruck ^{3) 4) 8)}	FN 216507 v	€	500.000,00
5. TIWAG Beteiligungs GmbH, Innsbruck ³⁾	FN 238803 g	€	100.000,00
6. TIQU-Tiroler Qualitätszentrum für Umwelt, Bau und Rohstoffe GmbH, Haiming ⁷⁾	FN 236070 m	€	500.000,00
7. TIWAG-Next Energy Solutions GmbH, Innsbruck ^{3) 7) 8)}	FN 195282 f	€	4.545.000,00
8. Gemeinschaftskraftwerk Inn GmbH, Innsbruck ^{3) 8)}	FN 277806 p	€	200.000,00
Beteiligungen			
1. Energie AG Oberösterreich, Linz	FN 76532 y	€	88.648.183,00
2. Bioenergie Kufstein GmbH, Kufstein ⁸⁾	FN 226474 a	€	2.350.000,00
3. VERBUND AG, Wien	FN 76023 z	€	347.415.686,00
4. Innsbrucker Kommunalbetriebe AG, Innsbruck ⁵⁾	FN 90981 x	€	10.000.000,00
5. VERBUND Hydro Power GmbH, Wien	FN 84438 z	€	139.791.918,00
6. Südtirolgas AG, Bozen ^{5) 6)}	08284030155	€	16.400.000,00
7. Bayergas GmbH, München ⁶⁾	HRB 5551	€	90.695.150,00
8. AGGM Austrian Gas Grid Management AG, Wien ⁶⁾	FN 212990 x	€	500.000,00
9. Bioenergie Schlitters GmbH, Schlitters ⁶⁾	FN 281941 w	€	41.000,00
10. APCS Power Clearing and Settlement AG, Wien ⁹⁾	FN 196976 x	€	2.200.000,00
11. CISMO Clearing Integrated Services and Market Operations GmbH, Wien ⁹⁾	FN 197614 i	€	400.000,00
12. OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG, Wien ⁹⁾	FN 280453 g	€	100.000,00
13. EDA Energiewirtschaftlicher Datenaustausch GmbH, Wien ⁹⁾	FN 541768 v	€	45.000,00
14. Tiroler Übertragungsnetz GmbH, Innsbruck ⁹⁾	FN 584451 m	€	35.000,00
15. Öztaler Wasserkraft GmbH, Umhausen ¹⁰⁾	FN 353576 s	€	100.000,00

¹⁾ Eigenkapitalbegriff entsprechend § 224 Abs. 3 lit. A UGB²⁾ Jahresüberschuss (+) / Jahresfehlbetrag (-)³⁾ Vollkonsolidierung gemäß §§ 254 – 261 UGB⁴⁾ Mit der Gesellschaft besteht ein Ergebnisabführungsvertrag.⁵⁾ assoziiertes Unternehmen⁶⁾ Anteile werden von der TIGAS-Wärme Tirol GmbH gehalten.⁷⁾ Für das Berichtsjahr besteht ein Ergebnisabführungsvertrag.⁸⁾ In Gruppenbesteuerung einbezogen.⁹⁾ Anteile werden von der TINETZ-Tiroler Netze GmbH gehalten.¹⁰⁾ Beteiligung wird von der TIWAG Beteiligungs GmbH gehalten.

	Anteil am Nennkapital in %		Anteil am Nennkapital		letzter Jahres- abschluss		Eigenkapital des letzten Geschäftsjahres ¹⁾		Ergebnis des letzten Geschäftsjahres ²⁾
	100,000	€	65.915.000,00		2025	€	319.606.583,19	€	-24.567.650,91
	100,000	€	37.000,00		2025	€	746.734,77	€	-592.943,49
	100,000	€	38.000,00		2025	€	516.225,20	€	974.629,47
	100,000	€	500.000,00		2025	€	6.236.302,92	€	3.888.957,21
	100,000	€	100.000,00		2025	€	7.610.767,90	€	-3.572,99
	100,000	€	500.000,00		2025	€	1.704.731,85	€	124.267,61
	100,000	€	4.545.000,00		2025	€	13.862.227,25	€	1.055.826,81
	86,000	€	172.000,00		2025	€	315.749,21	€	7.886,37
	8,284	€	7.343.391,89		2024/2025	€	886.019.796,87	€	92.051.415,59
	50,000	€	1.175.000,00		2024	€	9.094.250,71	€	2.051.168,29
	8,218	€	28.549.755,00		2024	T€	4.820.407,50	T€	2.493.029,30
	49,999	€	4.999.900,00		2024	€	423.923.864,33	€	37.276.376,18
	0,221	€	308.460,00		2024	T€	3.471.367,40	T€	1.582.963,70
	49,000	€	8.036.000,00		2024	€	63.400.530,00	€	2.107.077,00
	10,000	€	9.069.550,00		2024	€	186.030.233,66	€	34.342.215,08
	2,000	€	10.000,00		2024	€	2.858.508,36	€	1.853.614,12
	48,780	€	20.000,00		2024	€	1.998.335,78	€	506.582,75
	5,000	€	110.000,00		2024	€	4.970.762,65	€	1.065.202,07
	2,500	€	9.999,40		2024	€	3.524.752,59	€	2.724.752,59
	12,600	€	12.600,00		2024	€	8.181.123,06	€	2.329.006,84
	6,667	€	3.000,00		2024	€	433.149,64	€	-81.575,00
	49,000	€	17.150,00		2024	€	279.092,85	€	-326,33
	25,000	€	25.000,00		2024	€	5.100.128,71	€	1.229.521,38

ENTWICKLUNG DES ANLAGEVERMÖGENS (ANLAGENSPIEGEL)

Bilanzposten

I. Immaterielle Vermögensgegenstände

- | |
|---------------------------|
| 1. Strombezugsrechte |
| 2. sonstige Rechte |
| 3. EDV-Programme |
| 4. Firmenwerte |
| 5. geleistete Anzahlungen |

SUMME I. Immaterielle Vermögensgegenstände

II. Sachanlagen

- | |
|---|
| 1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten, einschließlich Bauten auf fremdem Grund |
| 2. maschinelle und elektrische Anlagen |
| 3. Leitungsanlagen |
| 4. andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung |
| 5. geleistete Anzahlungen und Anlagen in Bau |

SUMME II. Sachanlagen

III. Finanzanlagen

- | |
|---|
| 1. Anteile an verbundenen Unternehmen |
| 2. Ausleihungen an verbundene Unternehmen |
| 3. Beteiligungen |
| 4. Wertpapiere (Wertrechte) des Anlagevermögens |
| 5. sonstige Ausleihungen |

SUMME III. Finanzanlagen

SUMME Anlagevermögen

	Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten				
	Stand zum 01.01.2025 €	Zugänge €	Abgänge €	Umbuchungen €	Stand zum 31.12.2025 €
	517.501.211,95	623.446,75	0,00	323.273,34	518.447.932,04
	21.255.346,36	11.470.685,00	0,00	18.039.778,25	50.765.809,61
	27.793.942,37	364.543,54	-46.632,01	0,00	28.111.853,90
	52.561.826,54	0,00	0,00	0,00	52.561.826,54
	8.401.090,80	860.000,00	0,00	-423.273,34	8.837.817,46
	627.513.418,02	13.318.675,29	-46.632,01	17.939.778,25	658.725.239,55
	1.453.877.936,28	21.229.093,41	-229.976,23	16.819.250,85	1.491.696.304,31
	1.246.512.614,38	36.985.828,90	-5.442.990,93	28.570.361,95	1.306.625.814,30
	1.081.003.226,03	22.962.218,88	-557.940,74	29.597.456,84	1.133.004.961,01
	60.360.533,99	5.960.105,10	-4.072.038,40	93.763,99	62.342.364,68
	972.749.209,89	443.210.249,64	-620.325,43	-93.020.611,88	1.322.318.522,22
	4.814.503.520,57	530.347.495,93	-10.923.271,73	-17.939.778,25	5.315.987.966,52
	283.054.359,10	0,00	0,00	0,00	283.054.359,10
	171.249.999,94	5.000.000,00	-9.633.333,34	0,00	166.616.666,60
	635.867.453,02	0,00	0,00	0,00	635.867.453,02
	35.726.653,46	0,00	0,00	-1.508.800,00	34.217.853,46
	43.828.166,96	948.967,82	-2.814.312,60	0,00	41.962.822,18
	1.169.726.632,48	5.948.967,82	-12.447.645,94	-1.508.800,00	1.161.719.154,36
	6.611.743.571,07	549.615.139,04	-23.417.549,68	-1.508.800,00	7.136.432.360,43

ENTWICKLUNG DES ANLAGEVERMÖGENS (ANLAGENSPIEGEL)

Bilanzposten	Kumulierte Abschreibungen		
	Stand zum 01.01.2025 €	Zuschreibungen €	Zugänge €
I. Immaterielle Vermögensgegenstände			
1. Strombezugsrechte	31.138.036,41	0,00	13.080.815,31
2. sonstige Rechte	17.698.901,44	0,00	1.218.820,18
3. EDV-Programme	22.959.425,95	0,00	1.303.336,91
4. Firmenwerte	52.456.904,19	0,00	104.922,35
5. geleistete Anzahlungen	7.102.127,81	0,00	0,00
SUMME I. Immaterielle Vermögensgegenstände	131.355.395,80	0,00	15.707.894,75
II. Sachanlagen			
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten, einschließlich Bauten auf fremdem Grund	921.912.929,47	0,00	21.895.037,61
2. maschinelle und elektrische Anlagen	918.339.438,33	0,00	34.758.411,96
3. Leitungsanlagen	756.396.652,21	0,00	26.360.070,90
4. andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	47.453.545,23	0,00	5.196.804,91
5. geleistete Anzahlungen und Anlagen in Bau	27.697.375,99	0,00	3.740.847,35
SUMME II. Sachanlagen	2.671.799.941,23	0,00	91.951.172,73
III. Finanzanlagen			
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	128.630.639,71	-6.402.311,24	0,00
2. Ausleihungen an verbundene Unternehmen	0,00	0,00	0,00
3. Beteiligungen	16.000.000,00	0,00	0,00
4. Wertpapiere (Wertrechte) des Anlagevermögens	1.569.775,00	0,00	0,00
5. sonstige Ausleihungen	0,00	0,00	0,00
SUMME III. Finanzanlagen	146.200.414,71	-6.402.311,24	0,00
SUMME Anlagevermögen	2.949.355.751,74	-6.402.311,24	107.659.067,48

Abgänge €	Umbuchungen €	Stand zum 31.12.2025 €	Buchwerte	
			Buchwert zum 01.01.2025 €	Buchwert zum 31.12.2025 €
0,00	0,00	44.218.851,72	486.363.175,54	474.229.080,32
0,00	0,00	18.917.721,62	3.556.444,92	31.848.087,99
-46.632,01	0,00	24.216.130,85	4.834.516,42	3.895.723,05
0,00	0,00	52.561.826,54	104.922,35	0,00
0,00	0,00	7.102.127,81	1.298.962,99	1.735.689,65
-46.632,01	0,00	147.016.658,54	496.158.022,22	511.708.581,01
-202.164,20	0,00	943.605.802,88	531.965.006,81	548.090.501,43
-5.333.049,47	0,00	947.764.800,82	328.173.176,05	358.861.013,48
-556.973,65	0,00	782.199.749,46	324.606.573,82	350.805.211,55
-4.010.390,98	0,00	48.639.959,16	12.906.988,76	13.702.405,52
0,00	0,00	31.438.223,34	945.051.833,90	1.290.880.298,88
-10.102.578,30	0,00	2.753.648.535,66	2.142.703.579,34	2.562.339.430,86
0,00	0,00	122.228.328,47	154.423.719,39	160.826.030,63
0,00	0,00	0,00	171.249.999,94	166.616.666,60
0,00	0,00	16.000.000,00	619.867.453,02	619.867.453,02
0,00	-1.508.800,00	60.975,00	34.156.878,46	34.156.878,46
0,00	0,00	0,00	43.828.166,96	41.962.822,18
0,00	-1.508.800,00	138.289.303,47	1.023.526.217,77	1.023.429.850,89
-10.149.210,31	-1.508.800,00	3.038.954.497,67	3.662.387.819,33	4.097.477.862,76



Vorräte

	31.12.2025 €	31.12.2024 T€
Lagermaterial	7.416.160,94	8.148,5
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	7.416.160,94	8.148,5
Installationsmaterial	193.432,78	149,4
Störmaterial	77.316,55	36,4
Gasvorrat	15.445.777,89	31.057,1
2. fertige Erzeugnisse und Waren	15.716.527,22	31.242,8
3. noch nicht abrechenbare Leistungen	85.464,13	84,0
SUMME Vorräte	23.218.152,29	39.475,3

Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

	31.12.2025 €	davon mit Restlaufzeit von mehr als einem Jahr €	31.12.2024 T€
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	160.264.007,46	5.757.076,90	162.167,4
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	165.566.427,49	55.654.962,37	173.558,2
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	9.923.013,38	0,00	14.217,5
4. sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände	147.210.938,51	0,00	66.963,9
SUMME Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	482.964.386,84	61.412.039,27	416.907,0

Bei den Forderungen aus Lieferungen und Leistungen wurden Einzelwertberichtigungen von € 3.690.835,90 (Vorjahr: T€ 3.617,8) abgezogen. In den Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sind am Bilanzstichtag Forderungen aus Energielieferungen und Netzleistungen in Höhe von € 23.858.676,81 (Vorjahr: T€ 26.182,7) enthalten. Die von Kunden geleisteten Abschlagszahlungen betrugen im Berichtsjahr € 108.964.849,52 (Vorjahr: T€ 105.813,6). Von diesen Abschlagszahlungen wurde jener Teil, der die durchlaufenden Posten für Abgaben und Beiträge enthält, als Verbindlichkeiten gegenüber

Kunden unter den sonstigen Verbindlichkeiten in Höhe von € 13.602.195,98 (Vorjahr: T€ 522,6) ausgewiesen, die restlichen von Kunden geleisteten Abschlagszahlungen in Höhe von € 95.362.653,54 (Vorjahr: T€ 105.291,0) wurden von den Forderungen aus Lieferungen und Leistungen abgezogen.

Die Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen bestehen gegenüber der TIGAS-Wärme Tirol GmbH, der Achenseeschiffahrt-GmbH, der TINETZ-Tiroler Netze GmbH, der TIQU-Tiroler Qualitätszentrum für Umwelt, Bau und Rohstoffe GmbH, der Ökoenergie Tirol GmbH sowie der TIWAG-Next Energy Solutions GmbH und stammen unter anderem aus dem Saldo der laufenden Leistungs- bzw. Abgabenverrechnung im Konzernkreis sowie bei den in die Gruppenbesteuerung mit Ergebnisabführungsvertrag einbezogenen Gesellschaften zusätzlich aus der Ergebnisüberrechnung.

Die Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen setzen sich aus der konzerninternen Leistungsverrechnung in Höhe von € 83.890.885,92 (Vorjahr: T€ 82.847,9), aus Cashpooling-Forderungen in Höhe von € 11.071.952,76 (Vorjahr: T€ 7.883,6), aus Zinsabgrenzungen in Höhe von € 2.010.063,22 (Vorjahr: T€ 2.467,5), aus Ergebnisübernahmen von Tochterunternehmen in Höhe von € 4.987.854,29 (Vorjahr: T€ 8.802,8) und aus sonstigen Forderungen in Höhe von € 63.605.671,30 (Vorjahr: T€ 71.556,4) zusammen.

Der Wertberichtigungsbedarf bei dieser Bilanzposition betrug € 0,00 (Vorjahr: T€ 0,0).

Die Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht, betreffen hauptsächlich Lieferungen und sonstige Leistungen. Der Wertberichtigungsbedarf bei dieser Bilanzposition betrug € 0,00 (Vorjahr: T€ 0,0).

Zum Bilanzstichtag bestehen Forderungen in Höhe von € 61.412.039,24 (Vorjahr: T€ 69.409,0) mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr.

Kassenbestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten

Die Zahlungsmittel betragen € 61.878.255,29 (Vorjahr: T€ 107.661,0) und bestehen aus Guthaben bei Kreditinstituten in Höhe von € 61.801.697,11 (Vorjahr: T€ 107.603,5) und Kassenbeständen in Höhe von € 76.558,18 (Vorjahr: T€ 57,4).

Aktive Rechnungsabgrenzungsposten

Die aktiven Rechnungsabgrenzungsposten haben sich um € 54.136,53 auf € 4.453.645,97 (Vorjahr: T€ 4.507,8) vermindert.

Grundkapital

Das voll eingezahlte Grundkapital in Höhe von € 300.000.000,00 (Vorjahr: T€ 300.000,0) setzt sich aus 300.000 Namensaktien mit dem Nennbetrag von jeweils € 1.000 zusammen. Alleinaktionär ist das Land Tirol.

Gewinnrücklagen

Die überwiegend aus angesammelten Ergebnissen gebildeten Gewinnrücklagen beinhalten die gesetzliche Rücklage mit € 30.000.000,00 (Vorjahr: T€ 30.000,0) und die freie Rücklage mit € 1.908.335.937,00 (Vorjahr: T€ 1.686.335,9).

Bilanzgewinn

Durch den Gewinnverwendungsbeschluss der Hauptversammlung vom 19. Mai 2025 wurde eine Dividende in Höhe von € 110.000.000,00 beschlossen und der Restbetrag in Höhe von € 341.501,47 auf neue Rechnung vorgetragen.

Der noch nicht festgestellte Bilanzgewinn des Geschäftsjahres beträgt € 150.538.762,66 (Vorjahr: T€ 110.341,5).

Der Vorstand schlägt vor, vom Bilanzgewinn des Geschäftsjahres 2025 € 150.000.000,00 auszuschütten. Der Aufsichtsrat wird über diesen Dividendenvorschlag im Mai 2026 beschließen und die Hauptversammlung wird darüber im Mai 2026 entscheiden.

Investitionszuschüsse

	Stand 01.01.2025 €	Zugänge €	Abgänge €	Auflösung €	Stand 31.12.2025 €
Investitionszuschüsse	10.089.750,01	440.965,26	0,00	-948.995,21	9.581.720,06
SUMME Investitionszuschüsse	10.089.750,01	440.965,26	0,00	-948.995,21	9.581.720,06

Im Endbestand sind im Berichtsjahr Investitionszuschüsse nach dem Investitionsprämiengesetz, das anlässlich der COVID-19-Krise befristet eingeführt wurde, in Höhe von € 2.776.493,55 (Vorjahr: T€ 2.967,6) enthalten.

Baukostenbeiträge

	Stand 01.01.2025 €	Zugänge €	Abgänge €	Auflösungen €	Stand 31.12.2025 €
1. Netzbereich	182.092.888,04	22.841.769,06	-1.079.886,59	-16.773.337,82	187.081.432,69
2. Erzeugung und Sonstiges	5.757.692,32	776.401,48	0,00	-553.146,38	5.980.947,42
SUMME Baukostenbeiträge	187.850.580,36	23.618.170,54	-1.079.886,59	-17.326.484,20	193.062.380,11

Rückstellungen

	31.12.2025 €	31.12.2024 T€
1. Rückstellungen für Abfertigungen (davon versteuert: € 21.543.263,17; Vorjahr: T€ 24.867,9)	51.648.818,97	56.687,2
2. Rückstellungen für Pensionen (davon versteuert: € 20.129.601,56; Vorjahr: T€ 27.123,6)	75.651.015,10	87.775,8
3. Steuerrückstellungen	47.663.295,26	31.579,5
4. sonstige Rückstellungen (davon versteuert: € 6.616.555,34; Vorjahr: T€ 6.701,0)	441.588.394,76	435.911,2
SUMME Rückstellungen	616.551.524,09	611.953,7

Die Steuerrückstellungen, die ausschließlich aus passiven latenten Steuern bestehen, belaufen sich auf € 47.663.295,26 (Vorjahr: T€ 31.579,5).

Die wesentlichen Differenzen zwischen den unternehmens- und steuerrechtlichen Wertansätzen bestehen im Sachanlagenbereich aus unterschiedlichen Nutzungsdauern sowie der steuerlichen Geltendmachung der degressiven Abschreibung gem. § 7 (1a) EStG und im Bereich der Sozialkapitalrückstellungen überwiegend aus den unterschiedlich anzusetzenden Zinssätzen in der Unternehmens- und Steuerbilanz. Die ermittelten Differenzen wurden konzerneinheitlich mit einem Steuersatz von 23 % (Vorjahr: 23 %) bewertet.

Die im Laufe des Geschäftsjahres erfolgten Bewegungen der latenten Steuern setzten sich aus zusätzlichen steuerlichen degressiven Abschreibungen, Anpassungen der Sozialkapitalrückstellungen und der Fortführung der außerbücherlich geführten un versteuerten Rücklagen zusammen.

Im Berichtsjahr wurden bei den ausgelagerten Pensionsverpflichtungen, die in den sonstigen Rückstellungen ausgewiesen sind, € 80.908.174,13 verwendet bzw. aufgelöst (Vorjahr: T€ 30.795,0) und € 4.089.297,29 (Vorjahr: T€ 18.604,7) zugeführt, sodass zum Bilanzstichtag € 234.277.936,19 (Vorjahr: T€ 311.096,8) ausgewiesen sind.

Die sonstigen Rückstellungen enthalten neben den ausgelagerten Pensionsverpflichtungen auch abgezinste Rückstellungen für Maßnahmen zur Abwasserbeseitigung im Zusammenhang mit dem Draukraftwerk Strassen-Amlach mit € 1.341.929,50 (Vorjahr: T€ 1.649,3) und den Abwasserverbänden Mittleres und Unteres Unterinntal in Höhe von € 5.097.737,10 (Vorjahr: T€ 5.578,2). Des Weiteren sind die Rückstellung für Jubiläumsgelder mit € 13.280.472,36 (Vorjahr: T€ 13.057,1), für nicht konsumierte Urlaube mit € 10.956.520,39 (Vorjahr: T€ 10.202,6) und Gleitzeitguthaben der Mitarbeiter mit € 3.025.662,07 (Vorjahr: T€ 2.571,0) sowie erstmalig Rückstellungen für Sonderzahlungen in Höhe von € 6.552.164,88 (Vorjahr: T€ 0,0) enthalten.

In dieser Position befinden sich auch Rückstellungen für Stromdeputatsverpflichtungen in Höhe von € 9.445.764,48 (Vorjahr: T€ 10.515,2) sowie eine Rückstellung für künftige Steuerbelastungen gem. § 198 (8) Z 1 UGB in Höhe von € 39.992.000,00 (Vorjahr: T€ 32.377,0).

Verbindlichkeiten

Verbindlichkeiten zum 31.12.2025	Buchwerte 31.12.2025 €	davon mit Restlaufzeit bis zu einem Jahr €	davon mit Restlaufzeit von 1 bis 5 Jahren €	davon mit Restlaufzeit von mehr als 5 Jahren €
1. Anleihen	110.121.244,44	121.244,44	0,00	110.000.000,00
2. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.009.773.260,35	122.820.830,42	195.481.141,32	691.471.288,61
3. erhaltene Anzahlungen	32.408,33	32.408,33	0,00	0,00
4. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	104.561.360,40	104.032.340,40	0,00	529.020,00
5. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	74.224.793,23	74.224.793,23	0,00	0,00
6. Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	3.281.332,41	3.281.332,41	0,00	0,00
7. sonstige Verbindlichkeiten	124.729.378,88	110.935.449,25	21.404,35	13.772.525,28
davon aus Steuern	68.558.692,58	68.558.692,58	0,00	0,00
davon im Rahmen der sozialen Sicherheit	3.451.693,00	3.451.693,00	0,00	0,00
SUMME Verbindlichkeiten	1.426.723.778,04	415.448.398,48	195.502.545,67	815.772.833,89

Verbindlichkeiten zum 31.12.2024	Buchwerte 31.12.2024 €	davon mit Restlaufzeit bis zu einem Jahr €	davon mit Restlaufzeit von 1 bis 5 Jahren €	davon mit Restlaufzeit von mehr als 5 Jahren €
1. Anleihen	110.121.244,44	121.244,44	0,00	110.000.000,00
2. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	807.319.110,55	46.321.269,55	165.343.767,03	595.654.073,97
3. erhaltene Anzahlungen	819,00	819,00	0,00	0,00
4. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	109.742.593,77	108.898.573,77	315.000,00	529.020,00
5. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	78.047.250,36	78.047.250,36	0,00	0,00
6. Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	21.211.700,33	21.211.700,33	0,00	0,00
7. sonstige Verbindlichkeiten	130.192.264,00	117.870.258,95	27.012,68	12.294.992,37
davon aus Steuern	8.374.473,04	8.374.703,04	0,00	0,00
davon im Rahmen der sozialen Sicherheit	3.156.727,51	3.156.727,51	0,00	0,00
SUMME Verbindlichkeiten	1.256.634.982,45	372.471.116,40	165.685.779,71	718.478.086,34

Der Buchwert der Euro-Anleihen beträgt zum Bilanzstichtag € 110.121.244,44 (Vorjahr: T€ 110.121,2). Die Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten in Höhe von € 1.009.773.260,35 (Vorjahr: T€ 807.319,1) beruhen unter anderem auf Bankdarlehen in Höhe von € 691.471.288,61 (Vorjahr: T€ 595.654,1), die eine Restlaufzeit von mehr als fünf Jahren haben.

Die Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen, die sich aus Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen in Höhe von € 1.155.126,07 (Vorjahr: T€ 992,8) sowie Finanzverbindlichkeiten in Höhe von € 73.069.667,16 (Vorjahr: T€ 77.054,5) zusammensetzen, bestehen gegenüber den Tochtergesellschaften Achen-seeschiffahrt-GmbH, TIWAG-Next Energy Solutions GmbH, TIWAG-Beteiligungs GmbH, TIGAS-Wärme Tirol GmbH, TINETZ-Tiroler Netze GmbH, Ökoenergie Tirol GmbH, TIQU-Tiroler Qualitätszentrum für Umwelt, Bau und Rohstoffe GmbH und der Gemeinschaftskraftwerk Inn GmbH.

Die Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht, enthalten Verbindlichkeiten aus Abschlagszahlungen in Höhe von € 2.565.108,80 (Vorjahr: T€ 20.000,0) und aus Lieferungen und Leistungen in Höhe von € 716.223,61 (Vorjahr: T€ 1.211,7). Unter den sonstigen Verbindlichkeiten sind Verbindlichkeiten aus Entschädigungs- bzw. Kaufverträgen sowie Freistromverpflichtungen in Höhe von € 13.772.525,28 (Vorjahr: T€ 12.870,3) erfasst. Bei der Bewertung der Freistromverpflichtungen wurde ein Zinssatz von 3 % (Vorjahr: 3 %) verwendet. Die Verbindlichkeiten gegenüber Kunden reduzierten sich auf

€ 18.536.621,96 (Vorjahr: T€ 25.009,3) und setzen sich unter anderem aus dem Ansatz von geleisteten Kundenabschlagszahlungen für durchlaufende Posten für Abgaben und Beiträge in Höhe von € 13.602.195,98 (Vorjahr: T€ 522,6) und aus Kautionen in Höhe von € 0,00 (Vorjahr: T€ 1.657,0) zusammen. Hypothekarisch gesichert sind sonstige Verbindlichkeiten mit € 33.175,72 (Vorjahr: T€ 44,9).

Passive Rechnungsabgrenzungsposten

In den Rechnungsabgrenzungsposten sind unter anderem die zugeflossenen Netto-Barwertvorteile aller derzeit noch bestehenden CBL-Transaktionen passiviert. Diese werden entsprechend der Laufzeit nach der zugrundeliegenden Leasingtransaktion ertragswirksam aufgelöst. Zum Bilanzstichtag sind aus den verbliebenen Finanzgeschäften abgegrenzte Erträge in Höhe von noch € 14.477.372,72 (Vorjahr: T€ 15.793,5) enthalten.

Für Wertaufholungen im Sachanlage- und Finanzanlagevermögen vor dem 01.01.2016 werden Zuschreibungsrücklagen gebildet, die in der Bilanz unter den passiven Rechnungsabgrenzungsposten gesondert ausgewiesen und entsprechend den steuerlichen Vorgaben aufgelöst werden.

Passive Rechnungsabgrenzungsposten	31.12.2025 €	31.12.2024 €
Abgrenzungsposten gem. § 906 (32) UGB	19.948.703,68	21.120.629,75
Netto-Barwertvorteile aus CBL	14.477.372,72	15.793.497,51
Sonstige Abgrenzungen	272.124,79	318.292,44
SUMME	34.698.201,19	37.232.419,70

VI. ERLÄUTERUNGEN ZUR GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG (EINZELABSCHLUSS)

Umsatzerlöse

Umsatzerlöse nach Tätigkeitsbereichen	2025 €	2024 T€
1. Stromgeschäft	1.267.807.336,78	1.412.715,6
2. Erdgasgeschäft	175.226.498,50	202.928,3
3. Miet- und Pachterlöse	169.339.055,46	149.749,7
4. Sonstige Umsatzerlöse	26.781.464,40	29.037,0
SUMME Umsatzerlöse	1.639.154.355,14	1.794.430,6

Umsatzerlöse nach Regionen	2025 €	2024 T€
1. Inland	1.272.821.517,06	1.365.592,5
2. Ausland	366.332.838,08	428.838,1
SUMME Umsatzerlöse	1.639.154.355,14	1.794.430,6

In den Pacht- und sonstigen Umsatzerlösen ist der Erlös aus der Pachtabrechnung für den Verteilernetzbetrieb in Höhe von € 161.533.153,22 (Vorjahr: T€ 142.047,4) enthalten.

Sonstige betriebliche Erträge

Die sonstigen betrieblichen Erträge setzen sich unter anderem aus Erträgen aus dem Abgang vom Anlagevermögen in Höhe von € 850.447,37 (Vorjahr: T€ 409,3), aus Erträgen aus der Zuschreibung zum Anlagevermögen € 1.171.926,07 (Vorjahr: T€ 1.223,0), aus Erträgen aus der Auflösung von Rückstellungen in Höhe von € 10.922.270,46 (Vorjahr: T€ 7.417,8) und aus übrigen sonstigen betrieblichen Erträgen in Höhe von € 11.243.860,73 (Vorjahr: T€ 16.207,9) zusammen. In den übrigen sonstigen betrieblichen Erträgen ist im Berichtsjahr auch eine Zuschreibung des Gasvorrats in Höhe von € 4.439.727,56 (Vorjahr: T€ 3.468,4) enthalten.

Aufwendungen für Material und sonstige bezogene Herstellungsleistungen

	2025 €	2024 T€
1. Materialaufwand (Fremdstrombezug, Tauschenergiebezug u. dgl.)	1.002.434.934,33	1.139.227,0
2. Aufwendungen für sonstige bezogene Leistungen	2.134.565,55	4.122,8
SUMME Aufwendungen für Material und sonstige bezogene Herstellungsleistungen	1.004.569.499,88	1.143.349,8

Personalaufwand

In den Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betriebliche Mitarbeitervorsorgekassen sind Beiträge an betriebliche Mitarbeitervorsorgekassen in Höhe von € 1.200.062,32 (Vorjahr: T€ 1.003,0) enthalten.

Von den Aufwendungen für Abfertigungen entfallen € 1.230.985,01 (Vorjahr: T€ 1.585,2) und von den Pensionsaufwendungen € 34.105.442,66 (Vorjahr: T€ 17.453,3) auf die Dienstnehmer.

Im Pensionsaufwand sind unter anderem die laufenden Pensionszahlungen, die Veränderung der Pensionsrückstellung und der pensionsähnlichen Verpflichtungen mit Ausnahme der Zinsänderungen sowie die laufenden Pensionskassenbeiträge erfasst. Im Berichtsjahr beträgt die Auflösung der bilanzierten Pensionsverpflichtungen € 11.942.896,55 (Vorjahr: T€ 13.482,4) und die ausgelagerten Pensionsverpflichtungen haben sich im Berichtsjahr auf € 58.642.070,02 (Vorjahr: T€ 5.267,4) vermindert. Die in der Veränderung der Sozialkapitalrückstellungen enthaltenen rechnungsmäßigen Zinsen, welche in Summe € 18.168.261,27 (Vorjahr: T€ 29.545,0) betragen, und sich aus Änderungen der Zinskomponente in Höhe

von € 14.256.929,57 (Vorjahr: T€ 14.088,2) und Nachschussverpflichtungen in Höhe von € 3.911.331,70 (Vorjahr: T€ 15.456,7) zusammensetzen, sind nicht im Personalaufwand, sondern im Posten Zinsen und ähnliche Aufwendungen ausgewiesen. Darüber hinaus sind € 16.094.300,95 (Vorjahr: T€ 6.944,1) im Zusammenhang mit der Änderung der Rechnungszinssätze in der Position sonstige Zinsen und ähnliche Erträge enthalten.

Abschreibungen

Im Berichtsjahr wurden außerplanmäßige Abschreibungen auf das Anlagevermögen in Höhe von € 3.740.847,35 (Vorjahr: T€ 16.553,8) vorgenommen. Des Weiteren wurden die Gasvorräte zum Bilanzstichtag mit dem beizulegenden Zeitwert, dem Day-Ahead-Spotpreis, bewertet. Im Berichtsjahr ergab sich – so wie im Vorjahr – kein Abwertungsbedarf.

Sonstige betriebliche Aufwendungen

Die unter den sonstigen betrieblichen Aufwendungen ausgewiesenen Steuern in Höhe von € 11.018.265,94 (Vorjahr: T€ 644,1) betreffen im Wesentlichen den Energiekrisenbeitrag-Strom in Höhe von € 10.417.000,00 (Vorjahr: T€ 0,0) sowie Grund- und Kfz-Steuern.

Die ausgewiesenen übrigen sonstigen betrieblichen Aufwendungen stellen sich wie folgt dar:

	2025 €	2024 T€
1. Fremdleistungen	44.228.896,28	40.727,8
2. Beratungen, Honorare	3.823.252,84	2.762,8
3. Mieten und Pachten	14.664.230,13	8.106,0
4. Entschädigungen, Beitragsleistungen	7.035.749,20	11.230,5
5. Reisespesen	3.285.261,73	3.049,5
6. übriger sonstiger betrieblicher Aufwand	33.326.768,30	40.873,3
SUMME übrige sonstige betriebliche Aufwendungen	106.364.158,48	106.749,8

Erträge aus Beteiligungen

Die Erträge aus Beteiligungen setzen sich unter anderem aus Ausschüttungen der VERBUND AG mit € 79.939.314,00 (Vorjahr: T€ 118.481,5) und der Innsbrucker Kommunalbetriebe AG mit € 17.434.891,20 (Vorjahr: T€ 6.499,9) zusammen.

Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge

In dieser Position sind unter anderem die anteiligen Erträge aus den Cross Border Leasing-Transaktionen von € 1.469.375,45 (Vorjahr: T€ 1.543,8) enthalten.

Erträge aus dem Abgang von und der Zuschreibungen zu Finanzanlagen

Die im Berichtsjahr ausgewiesenen Erträge bestehen aus Wertaufholungen von Anteilen an verbundenen Unternehmen sowie Wertpapieren des Anlagevermögens in Höhe von insgesamt € 6.402.311,24 (Vorjahr: T€ 765,0).

Aufwendungen aus Finanzanlagen und aus Wertpapieren des Umlaufvermögens

Die Aufwendungen aus Finanzanlagen betragen im Berichtsjahr € 592.943,49 (Vorjahr: T€ 65.609,3). In dieser Position sind Verlustübernahmen in Höhe von € 592.943,49 (Vorjahr: T€ 609,3) und Abschreibungen von Anteilen an verbundenen Unternehmen in Höhe von € 0,00 (Vorjahr: T€ 65.000,0) enthalten.

Zinsen und ähnliche Aufwendungen

In der Position „Zinsen und ähnliche Aufwendungen“ sind Zinsen aus Darlehen und Bankkrediten in der Höhe von € 16.352.734,05 (Vorjahr: T€ 12.802,7) und die Zinskomponente aus der Dotierung der Sozialkapitalrückstellungen in der Höhe von € 18.168.261,27 (Vorjahr: T€ 29.545,0) zu erwähnen.

Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

Die Position Steuern vom Einkommen und Ertrag setzt sich wie folgt zusammen:

	2025 €	2024 T€
1. Körperschaftsteuer	39.256.693,00	33.917,2
2. Steuerumlagen	-896.726,90	-87,1
3. Latente Steuern	16.083.783,18	16.841,3
4. Künftige Steuerbelastung gem. § 198 (8) Z 1 UGB	7.615.000,00	32.377,0
SUMME Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	62.058.749,28	83.048,3

Aufgrund der Vorschriften des § 7 (1a) EStG kann letztmalig für das Geschäftsjahr 2025 für angeschaffte oder hergestellte Wirtschaftsgüter steuerlich eine degressive Absetzung für Abnutzung von bis zu 30 % der Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten außerbilanziell geltend gemacht werden. Aufgrund unserer sehr hohen Investitionen in das Anlagevermögen haben wir die entsprechende Abschreibung steuerlich geltend gemacht.

Bilanzgewinn

Das Ergebnis vor Steuern beträgt € 434.256.010,47 (Vorjahr: T€ 372.930,1). Unter Berücksichtigung der Steuern vom Einkommen und Ertrag resultiert ein Jahresüberschuss in Höhe von € 372.197.261,19 (Vorjahr: T€ 289.881,8).

Unter Berücksichtigung der Rücklagenveränderungen – insbesondere einer Zuführung zur Gewinnrücklage in Höhe von € 222.000.000,00 (Vorjahr: T€ 179.623,0) sowie des Gewinnvortrags aus dem Vorjahr von € 341.501,47 (Vorjahr: T€ 82,7) – ergibt sich ein Bilanzgewinn in Höhe von € 150.538.762,66 (Vorjahr: T€ 110.341,5).

VII. ERLÄUTERUNGEN ZUR KONZERN-BILANZ

Sachanlagen

Die Entwicklung der einzelnen Posten des Konzernanlagevermögens und die Aufgliederung der Jahresabschreibung sind im Konzernanlagenspiegel dargestellt. Von den Zugängen bei den Sachanlagen in Höhe von € 562,0 Mio (Vorjahr: € 438,9 Mio) entfielen € 7,0 Mio (Vorjahr: € 20,7 Mio) auf das Gasgeschäft. Zum Bilanzstichtag bestehen keine wesentlichen Verpflichtungen aus der Nutzung von in der Bilanz nicht ausgewiesenen Sachanlagen aufgrund von Miet- und Leasingverträgen.

In der Position „Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten einschließlich der Bauten auf fremdem Grund“ ist ein Grundwert von € 67.076.378,72 (Vorjahr: T€ 60.350,1) enthalten.

Finanzanlagen

Ausleihungen werden mit insgesamt € 331.255,43 (Vorjahr: T€ 358,5) innerhalb eines Jahres fällig.

Vorräte

	31.12.2025 €	31.12.2024 T€
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	7.416.160,94	8.148,5
2. Installationsmaterial und Handelswaren	1.256.015,05	174,6
3. Gasvorrat	15.703.531,11	21.231,7
4. sonstige Vorräte	2.983.558,45	2.970,2
5. noch nicht abrechenbare Leistungen	85.464,13	84,0
SUMME Vorräte	27.444.729,68	32.609,1

Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

	Stand 31.12.2025 €	davon mit Restlaufzeit von mehr als einem Jahr €	Stand 31.12.2024 T€
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	217.138.817,24	5.763.424,22	216.901,7
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	163.371,62	0,00	206,1
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	12.148.358,86	0,00	14.513,0
4. sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände	232.234.055,69	55.654.962,58	161.766,9
SUMME Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	461.684.603,41	61.418.386,80	393.387,7

Bei den Forderungen aus Lieferungen und Leistungen wurden Einzelwertberichtigungen von € 7.723.968,98 (Vorjahr: T€ 4.489,9) abgezogen.

Die Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht, resultieren hauptsächlich aus Lieferungen und sonstigen Leistungen.

Konzerner Eigenkapital

Das Grundkapital beträgt € 300.000.000,00 (Vorjahr: T€ 300.000,0).

Die Kapitalrücklagen betragen € 500.000,00 (Vorjahr: T€ 500,0) und die Gewinnrücklagen, die sich aus der gesetzlichen Rücklage und der freien Rücklage zusammensetzen, € 1.787.321.450,90 (Vorjahr: T€ 1.517.130,7). In dieser Position sind auch aktive und passive Unterschiedsbeträge aus Erst- und Folgekonsolidierung enthalten. Der Konzern-Jahresüberschuss ohne Anteile anderer Gesellschafter beträgt im Berichtsjahr € 348.561.216,53 (Vorjahr: T€ 380.191,3) und die „Anteile anderer Gesellschafter“ belaufen sich auf € 44.204,89 (Vorjahr: T€ 43,1).

Baukostenbeiträge und Baukostenzuschüsse

Von den zum Abschlussstichtag ausgewiesenen Baukostenbeiträgen entfallen auf Baukostenbeiträge Strombezugsberechtigter € 187.343.372,66 (Vorjahr: T€ 183.073,2), auf Baukostenzuschüsse € 77.454.793,56 (Vorjahr: T€ 79.342,7), auf Baukostenbeiträge Gasbezugsberechtigter € 21.793.860,34 (Vorjahr: T€ 23.956,7) und auf sonstige Baukostenbeiträge € 18.759.816,49 (Vorjahr: T€ 17.771,9). Der Verbrauch der Baukostenbeiträge ist in den Umsatzerlösen mit € 23.558.701,04 (Vorjahr: T€ 23.385,4) enthalten.

Rückstellungen

	31.12.2025 €	31.12.2024 T€
1. Rückstellungen für Abfertigungen (davon versteuert: € 22.103.220,77; Vorjahr: T€ 25.513,1)	52.983.023,73	58.061,9
2. Rückstellungen für Pensionen (davon versteuert: € 20.622.388,93; Vorjahr: T€ 27.721,7)	77.144.152,90	89.375,8
3. Steuerrückstellungen	117.755.472,60	87.991,3
4. sonstige Rückstellungen (davon versteuert: € 6.998.717,73; Vorjahr: T€ 7.038,2)	425.386.001,21	435.289,3
SUMME Rückstellungen	673.268.650,44	670.718,3

In dieser Position sind die Rückstellungen der ausgelagerten Pensionsverpflichtungen mit € 236.098.152,17 (Vorjahr: T€ 313.792,9), für Jubiläumsgelder mit € 13.730.347,17 (Vorjahr: T€ 13.512,7), für nicht konsumierte Urlaube mit € 12.308.233,59 (Vorjahr: T€ 11.426,4) und Gleitzeitguthaben der Mitarbeiter mit € 3.319.552,76 (Vorjahr: T€ 2.842,6) enthalten. In dieser Position befinden sich auch Rückstellungen für Stromdeputatsverpflichtungen in Höhe von € 9.445.764,48 (Vorjahr: T€ 10.515,2).

Passive latente Steuern

Im Berichtsjahr wurden passive latente Steuern in Höhe von € 117.755.327,60 (Vorjahr: T€ 87.991,1) bilanziert. In dieser Konzernabschlussposition sind latente Steuern aus dem Grenzkraftwerk Inn in Höhe von € 69.028.677,03 (Vorjahr: T€ 57.642,1) enthalten, die sich überwiegend aus geringeren steuerlichen Wertansätzen gem. § 7 (1a) EStG zusammensetzen.

Die Differenzen zwischen den unternehmens- und steuerrechtlichen Wertansätzen setzen sich im Sachanlagebereich überwiegend aus der Geltendmachung der steuerlichen degressiven Abschreibungen und bei den Sozialkapitalrückstellungen aus Zinssatzdifferenzen zusammen. Die ermittelten Differenzen wurden konzerneinheitlich mit einem Steuersatz von 23 % (Vorjahr: 23 %) bewertet.

Verbindlichkeiten

Verbindlichkeiten zum 31.12.2025	Bilanzwert 31.12.2025 €	davon mit Restlaufzeit bis zu einem Jahr €	davon mit Restlaufzeit von 1 bis 5 Jahren €	davon mit Restlaufzeit von mehr als 5 Jahren €
1. Anleihen	110.121.244,44	121.244,44	0,00	110.000.000,00
2. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.009.773.260,35	122.820.830,42	195.481.141,32	691.471.288,61
3. erhaltene Anzahlungen	5.620.948,43	5.620.948,43	0,00	0,00
4. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	130.439.130,32	129.910.110,32	0,00	529.020,00
5. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	1.168.923,53	1.168.923,53	0,00	0,00
6. Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	6.541.734,47	6.541.734,47	0,00	0,00
7. sonstige Verbindlichkeiten	136.787.931,03	122.994.001,40	21.404,35	13.772.525,28
davon aus Steuern	69.311.764,83	69.311.764,83	0,00	0,00
davon im Rahmen der sozialen Sicherheit	4.165.298,38	4.165.298,38	0,00	0,00
SUMME Verbindlichkeiten	1.400.453.172,57	389.177.793,01	195.502.545,67	815.772.833,89

Verbindlichkeiten zum 31.12.2024	Bilanzwert 31.12.2024 €	davon mit Restlaufzeit bis zu einem Jahr €	davon mit Restlaufzeit von 1 bis 5 Jahren €	davon mit Restlaufzeit von mehr als 5 Jahren €
1. Anleihen	110.121.244,44	121.244,44	0,00	110.000.000,00
2. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	807.319.110,55	46.321.269,55	165.343.767,03	595.654.073,97
3. erhaltene Anzahlungen	5.585.342,63	5.585.342,63	0,00	0,00
4. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	135.399.699,91	134.555.679,91	315.000,00	529.020,00
5. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	936.986,11	936.986,11	0,00	0,00
6. Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	22.065.123,64	22.065.123,64	0,00	0,00
7. sonstige Verbindlichkeiten	144.884.255,01	132.562.249,96	27.012,68	12.294.992,37
davon aus Steuern	9.193.051,18	9.193.051,18	0,00	0,00
davon im Rahmen der sozialen Sicherheit	3.474.368,74	3.474.368,74	0,00	0,00
SUMME Verbindlichkeiten	1.226.311.762,29	342.147.896,23	165.685.779,71	718.478.086,34

Die Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten in Höhe von € 1.009.773.260,35 (Vorjahr: T€ 807.319,1) beruhen unter anderem auf Bankdarlehen in Höhe von € 691.471.288,61 (Vorjahr: T€ 595.654,1), die eine Restlaufzeit von mehr als fünf Jahren haben. Bei den Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht, handelt es sich um Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und einer Abschlagszahlung in Höhe von € 2.565.108,80 (Vorjahr: T€ 20.000,0).

Unter den sonstigen Verbindlichkeiten werden neben den laufenden Steuerverbindlichkeiten im Wesentlichen Verbindlichkeiten aus Entschädigungs- bzw. Kaufverträgen sowie Freistromverpflichtungen in Höhe von € 13.772.525,28 (Vorjahr: T€ 12.870,3) und Verbindlichkeiten gegenüber Kunden in Höhe von € 22.095.404,56 (Vorjahr: T€ 29.077,8) erfasst. Bei den sonstigen Verbindlichkeiten sind € 33.175,72 (Vorjahr: T€ 44,9) hypothekarisch sichergestellt.

Passive Rechnungsabgrenzungsposten

Für Wertaufholungen im Sachanlagevermögen wurden Zuschreibungsrücklagen gebildet, die in der Bilanz unter den passiven Rechnungsabgrenzungsposten gesondert ausgewiesen und entsprechend den Vorgaben des § 124 b Z 270 EStG aufgelöst werden (§ 906 (32) UGB).

VIII. ERLÄUTERUNGEN ZUR KONZERN-GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG

Umsatzerlöse

Umsatzerlöse nach Bereichen	2025 €	2024 T€
1. Stromgeschäft	1.480.889.535,43	1.602.877,7
2. Gasgeschäft	270.521.602,79	309.057,6
3. Fernwärmegeschäft	31.108.861,70	28.148,6
4. Sonstige Umsatzerlöse	35.248.521,36	38.279,2
SUMME Umsatzerlöse	1.817.768.521,28	1.978.363,1

Aufwendungen für Material und sonstige bezogene Herstellungsleistungen

In der Position „Aufwendungen für Material und sonstige bezogene Herstellungsleistungen“ sind in erster Linie die Aufwendungen für den Strom-, Erdgas- und Fernwärmebezug erfasst. Die Position verminderte sich im abgelaufenen Geschäftsjahr um € 171.582.448,72 auf € 1.114.227.592,95 (Vorjahr: T€ 1.285.810,0). Der geringere Ressourceneinsatz resultiert aus Preis- und Mengeneffekten auf den Energiebeschaffungsmärkten.

Personalaufwand

Von den Aufwendungen für Abfertigungen entfallen auf Dienstnehmer € 1.326.113,80 (Vorjahr: T€ 1.740,1). Die Beiträge an Mitarbeitervorsorgekassen betragen € 1.360.038,07 (Vorjahr: T€ 1.146,6).

Die Pensionsaufwendungen für Dienstnehmer sind mit € 34.497.088,50 (Vorjahr: T€ 18.041,3) berücksichtigt.

Abschreibungen

In dieser Position ist auch eine außerplanmäßige Abschreibung von Sachanlagen in Höhe von € 36.540.847,35 (Vorjahr: T€ 16.553,8) enthalten.

Unter Berücksichtigung der Konsolidierung konzern-interner Sicherungsbeziehungen wurde auf Konzernebene der Gasvorrat im Berichts- und im Vorjahr nicht abgewertet. Aufgrund der Preise zum Bilanzstichtag wurde auf Konzernebene zusätzlich € 10.082.140,50 (Vorjahr: T€ 10.724,5) zugeschrieben und unter den sonstigen betrieblichen Erträgen erfasst.

Erträge aus Beteiligungen

Die Erträge aus Beteiligungen setzen sich unter anderem aus Ausschüttungen der VERBUND AG mit € 79.939.314,00 (Vorjahr: T€ 118.481,5) und der Energie AG Oberösterreich mit € 4.406.000,00 (Vorjahr: T€ 5.508,0) zusammen.

Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge

In dieser Position sind unter anderem die anteiligen Erträge aus den Cross Border Leasing-Transaktionen in Höhe von € 1.469.375,45 (Vorjahr: T€ 1.543,8) und den Erträgen aus der Zinskomponente in Höhe von € 16.376.221,00 (Vorjahr: T€ 8.319,6) enthalten.

Erträge aus dem Abgang von und der Zuschreibungen zu Finanzanlagen

Die im Berichtsjahr ausgewiesenen Erträge setzen sich unter anderem aus einer Wertaufholung von Finanzanlagen in Höhe von € 0,00 (Vorjahr: T€ 765,0) zusammen.

Ergebnis aus assoziierten Unternehmen

Die ausgewiesenen Erträge in Höhe von € 20.293.521,94 (Vorjahr: T€ 9.296,8) resultieren aus der Einbeziehung der assoziierten Unternehmen.

Zinsen und ähnliche Aufwendungen

In dieser Position ist die Zinskomponente aus der Dotierung der Sozialkapitalrückstellungen in Höhe von € 18.264.284,58 (Vorjahr: T€ 29.710,2) zu erwähnen. Die in der Veränderung der Sozialkapitalrückstellungen enthaltenen rechnungsmäßigen Zinsen werden nicht im Personalaufwand, sondern im Posten Zinsen und ähnliche Aufwendungen ausgewiesen.

Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

Die Position Steuern vom Einkommen und vom Ertrag enthält Körperschaftsteuern in Höhe von € 38.404.577,13 (Vorjahr: T€ 33.917,8) und latente Steuern in Höhe von € 29.764.199,38 (Vorjahr: T€ 36.685,9).

Konzern-Jahresüberschuss

Der Jahresüberschuss inklusive Minderheitenanteil beträgt € 348.562.320,62 (Vorjahr: T€ 380.192,4). Nach Berücksichtigung des Anteils anderer Gesellschafter am Jahresergebnis in Höhe von € -1.104,09 (Vorjahr: T€ -1,1) verbleibt ein Konzern-Jahresüberschuss von € 348.561.216,53 (Vorjahr: T€ 380.191,3).

ENTWICKLUNG DES KONZERN-ANLAGEVERMÖGENS (KONZERN-ANLAGENSPIEGEL)

Bilanzposten**I. Immaterielle Vermögensgegenstände**

- | |
|---------------------------|
| 1. Strombezugsrechte |
| 2. sonstige Rechte |
| 3. EDV-Programme |
| 4. Firmenwerte |
| 5. geleistete Anzahlungen |

SUMME I. Immaterielle Vermögensgegenstände**II. Sachanlagen**

- | |
|---|
| 1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten, einschließlich Bauten auf fremdem Grund |
| 2. maschinelle und elektrische Anlagen |
| 3. Leitungsanlagen |
| 4. andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung |
| 5. geleistete Anzahlungen und Anlagen in Bau |

SUMME II. Sachanlagen**III. Finanzanlagen**

- | |
|---|
| 1. Anteile an verbundenen Unternehmen |
| 2. Beteiligungen an assoziierten Unternehmen |
| 3. sonstige Beteiligungen |
| 4. Wertpapiere (Wertrechte) des Anlagevermögens |
| 5. sonstige Ausleihungen |

SUMME III. Finanzanlagen**SUMME Anlagevermögen**

	Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten				
	Stand zum 01.01.2025 €	Zugänge €	Abgänge €	Umbuchungen €	Stand zum 31.12.2025 €
	1.029.712,25	1.930,00	-4.650,00	0,00	1.026.992,25
	23.962.066,31	11.485.685,00	0,00	18.010.940,25	53.458.691,56
	28.546.228,62	452.691,06	-46.632,01	0,00	28.952.287,67
	52.561.826,54	0,00	0,00	0,00	52.561.826,54
	7.262.053,43	0,00	0,00	-100.000,00	7.162.053,43
	113.361.887,15	11.940.306,06	-51.282,01	17.910.940,25	143.161.851,45
	2.077.539.601,21	26.633.575,79	-285.547,11	18.141.522,59	2.122.029.152,48
	1.421.322.279,36	44.243.159,95	-5.972.439,96	34.267.571,33	1.493.860.570,68
	1.925.636.970,69	30.403.553,39	-967.165,74	30.182.691,25	1.985.256.049,59
	83.283.518,32	8.149.989,27	-4.537.007,32	539.144,88	87.435.645,15
	986.924.705,02	452.616.402,58	-810.380,76	-101.041.870,30	1.337.688.856,54
	6.494.707.074,60	562.046.680,98	-12.572.540,89	-17.910.940,25	7.026.270.274,44
	1.932.919,20	0,00	0,00	0,00	1.932.919,20
	270.153.243,74	0,00	0,00	137.291,20	270.290.534,94
	435.071.185,56	30.000,00	-145.200,00	-137.291,20	434.818.694,36
	36.408.939,73	0,00	0,00	-1.508.800,00	34.900.139,73
	43.828.166,96	948.967,82	-2.814.312,60	0,00	41.962.822,18
	787.394.455,19	978.967,82	-2.959.512,60	-1.508.800,00	783.905.110,41
	7.395.463.416,94	574.965.954,86	-15.583.335,50	-1.508.800,00	7.953.337.236,30

ENTWICKLUNG DES KONZERN-ANLAGEVERMÖGENS (KONZERN-ANLAGENSPIEGEL)

Bilanzposten	Kumulierte Abschreibungen		
	Stand zum 01.01.2025 €	Zuschreibungen €	Zugänge €
I. Immaterielle Vermögensgegenstände			
1. Strombezugsrechte	856.589,36	0,00	29.020,18
2. sonstige Rechte	19.685.033,55	0,00	1.270.090,26
3. EDV-Programme	23.635.633,66	0,00	1.346.785,43
4. Firmenwerte	52.456.904,19	0,00	104.922,35
5. geleistete Anzahlungen	6.991.015,33	0,00	0,00
SUMME I. Immaterielle Vermögensgegenstände	103.625.176,09	0,00	2.750.818,22
II. Sachanlagen			
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten, einschließlich Bauten auf fremdem Grund	973.931.735,85	0,00	61.334.149,81
2. maschinelle und elektrische Anlagen	993.711.619,08	0,00	45.288.781,18
3. Leitungsanlagen	1.156.710.409,72	0,00	48.850.218,74
4. andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	66.658.906,99	0,00	6.464.494,69
5. geleistete Anzahlungen und Anlagen in Bau	27.697.375,99	0,00	7.725.005,35
SUMME II. Sachanlagen	3.218.710.047,63	0,00	169.662.649,77
III. Finanzanlagen			
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	0,00	0,00	0,00
2. Beteiligungen an assoziierten Unternehmen	124.942.917,19	-20.293.521,94	18.052.910,14
3. sonstige Beteiligungen	21.500.000,00	0,00	0,00
4. Wertpapiere (Wertrechte) des Anlagevermögens	1.569.775,00	0,00	0,00
5. sonstige Ausleihungen	0,00	0,00	0,00
SUMME III. Finanzanlagen	148.012.692,19	-20.293.521,94	18.052.910,14
SUMME Anlagevermögen	3.470.347.915,91	-20.293.521,94	190.466.378,13

Abgänge €	Umbuchungen €	Stand zum 31.12.2025 €	Buchwerte	
			Buchwert zum 01.01.2025 €	Buchwert zum 31.12.2025 €
-4.650,00	0,00	880.959,54	173.122,89	146.032,71
0,00	-3.633,70	20.951.490,11	4.277.032,76	32.507.201,45
-46.632,01	0,00	24.935.787,08	4.910.594,96	4.016.500,59
0,00	0,00	52.561.826,54	104.922,35	0,00
0,00	0,00	6.991.015,33	271.038,10	171.038,10
-51.282,01	-3.633,70	106.321.078,60	9.736.711,06	36.840.772,85
-251.390,54	-2.015,40	1.035.012.479,72	1.103.607.865,36	1.087.016.672,76
-5.831.182,09	0,00	1.033.169.218,17	427.610.660,28	460.691.352,51
-961.991,09	0,00	1.204.598.637,37	768.926.560,97	780.657.412,22
-4.440.310,60	5.649,10	68.688.740,18	16.624.611,33	18.746.904,97
0,00	0,00	35.422.381,34	959.227.329,03	1.302.266.475,20
-11.484.874,32	3.633,70	3.376.891.456,78	3.275.997.026,97	3.649.378.817,66
0,00	0,00	0,00	1.932.919,20	1.932.919,20
0,00	0,00	122.702.305,39	145.210.326,55	147.588.229,55
0,00	0,00	21.500.000,00	413.571.185,56	413.318.694,36
0,00	-1.508.800,00	60.975,00	34.839.164,73	34.839.164,73
0,00	0,00	0,00	43.828.166,96	41.962.822,18
0,00	-1.508.800,00	144.263.280,39	639.381.763,00	639.641.830,02
-11.536.156,33	-1.508.800,00	3.627.475.815,77	3.925.115.501,03	4.325.861.420,53

IX. SONSTIGE ANGABEN

Derivative Finanzinstrumente

Die TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG setzt im Commodity-Bereich derivative Finanzinstrumente ein, die sich aus physisch als auch durch Zahlung zu erfüllenden Termingeschäften zusammensetzen. Im Buch „Eigengeschäft“ werden die Handelsgeschäfte abgebildet; im Buch „Eigenhandel“ sämtliche Geschäfte der Beschaffung und des Vertriebs zur Systemoptimierung. Jene Geschäfte, die dem Buch „Eigengeschäft“ zugeordnet sind, gelten als derivative Finanzinstrumente.

Das Eigengeschäft wird innerhalb enger Limits ausgeübt, das Risiko ist als unwesentlich einzustufen.

Die derivativen Finanzinstrumente des Buches „Eigengeschäft“, bestehend aus Strom- und Gasfutures sowie Strom- und Gasforwards setzen sich wie folgt zusammen:

Verträge und Marktwerte zum 31.12.2025 in Mio €	Nominalwerte			Marktwerte		
	Käufe	Verkäufe	netto	positive	negative	netto
Forwards	-101,4	191,9	90,5	46,9	-25,6	21,2
Futures	-328,6	258,8	-69,8	16,4	-37,3	-20,8
Total vor Netting	-430,0	450,6	20,7	63,3	-62,9	0,4
Bereinigung um Nettingverträge	279,0	-279,0	0,0	-32,3	32,3	0,0
Total nach Netting	-150,9	171,6	20,7	31,0	-30,6	0,4

Die angegebenen Nominalwerte stellen die Summe der unsaldierte Einzelpositionen in den jeweiligen Finanzderivaten dar. Die Marktwerte zeigen die Summe der Differenzen aus aktuellen Marktpreisen zum Bilanzstichtag und den Nominalwerten der Titel. Aus den derivativen Finanzinstrumenten ist, so wie im Jahr davor, keine bilanzielle Vorsorge erforderlich.

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wurde ein Gasspeichervorrat mit einem maximalen Speichervolumen von 500 GWh angelegt. Um nachteilige Schwankungen bei der Preisentwicklung auf den internationalen Rohstoffmärkten auszugleichen haben wir einen Teil des Gasvorrats durch ein- und verkaufsseitige Sicherungsgeschäfte zu einer Bewertungsgruppe zusammengefasst und den ungesicherten Teil zum Bilanzstichtag mit dem beizulegenden Zeitwert bewertet. Im Berichtsjahr wurden auf Einzelabschlussebene € 4,4 Mio (Vorjahr: € 3,5 Mio) und auf Konzernebene weitere € 10,1 Mio (Vorjahr: € 10,7 Mio) zugeschrieben.

Haftungsverhältnisse

Zum Bilanzstichtag bestehen im Einzelabschluss Eventualverbindlichkeiten, die sich im Wesentlichen aus Patronatserklärungen, Garantieverpflichtungen und Haftungen aus langfristigen Nutzungsverträgen gegenüber Dritten in Höhe von € 42.320.775,17 (Vorjahr: T€ 41.897,2) zusammensetzen.

Im Konzernabschluss belaufen sich die Eventualverbindlichkeiten, die sich im Wesentlichen aus Garantieverpflichtungen und Haftungen aus langfristigen Nutzungsverträgen gegenüber Dritten zusammensetzen, auf € 57.876.462,47 (Vorjahr: T€ 55.687,0).

Der Gesamtbetrag der sonstigen finanziellen Verpflichtungen im Zusammenhang mit offenen Investitionen und der Generalsanierung verschiedener Anlagen beläuft sich im Einzelabschluss auf rd. € 385,9 Mio (Vorjahr: € 381,0 Mio) und im Konzernabschluss auf rd. € 385,9 Mio (Vorjahr: € 381,0 Mio) im folgenden Geschäftsjahr (2026).

Geschäftsbeziehungen mit nahestehenden Unternehmen

Mit den verbundenen Unternehmen der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG bestehen Cashpooling-Vereinbarungen, die zu fremdüblichen Konditionen abgeschlossen worden sind. Im Rahmen dieses konzernweiten Cashpoolings werden die benötigten liquiden Mittel bedarfsgerecht im Konzern weitergereicht.

Konzernabschluss, Veröffentlichung

Die TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG mit dem Sitz in Innsbruck, Eduard-Wallnöfer-Platz 2 ist Mutterunternehmen im Sinne des § 237 (1) Z 7 UGB. Der vom Mutterunternehmen erstellte Konzernabschluss wird in der elektronischen Verlautbarungs- und Informationsplattform des Bundes (EVI) veröffentlicht sowie beim Firmenbuch unter FN 44133 b eingereicht.

Beschäftigte

Im Geschäftsjahr 2025 waren in der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG durchschnittlich 1.498 Dienstnehmer, davon 1.277 Angestellte, 169 Arbeiter und 52 Lehrlinge, beschäftigt (Vorjahr: 1.399 Dienstnehmer, davon 1.191 Angestellte, 164 Arbeiter und 44 Lehrlinge). Aufgrund des am 18.11.2005 abgeschlossenen Vertrages wurden der TINETZ-Tiroler Netze GmbH im Jahresdurchschnitt

98 Arbeiter, 421 Angestellte und 25 Lehrlinge (Vorjahr: 96 Arbeiter, 395 Angestellte, 19 Lehrlinge) zur Beschäftigung überlassen. Im Konzern waren durchschnittlich 1.666 (Vorjahr: 1.560) Dienstnehmer, davon 1.380 (Vorjahr: 1.288) Angestellte, 234 (Vorjahr: 227) Arbeiter und 52 (Vorjahr: 45) Lehrlinge, beschäftigt.

Honorare des Abschlussprüfers

Im abgelaufenen Geschäftsjahr sind für den Abschlussprüfer Aufwendungen in Höhe von insgesamt € 382.211,00 (Vorjahr: T€ 341,3) angefallen. Davon entfallen € 316.468,00 (Vorjahr: T€ 279,8) auf die Prüfung des Jahresabschlusses, € 62.063,00 (Vorjahr: T€ 58,1) für andere Bestätigungsleistungen und € 3.680,00 (Vorjahr: T€ 3,4) für sonstige Leistungen.

Vergütung des Vorstandes und Aufsichtsrates

Im Jahr 2025 betrugen die Gesamtbezüge des Vorstandes € 1.408.962,69 (Vorjahr: T€ 1.356,0), die Bezüge ehemaliger Vorstandsmitglieder der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG und ihrer Hinterbliebenen € 250.704,44 (Vorjahr: T€ 245,7) und die Aufsichtsratsvergütungen € 103.800,00 (Vorjahr: T€ 150,8).

Ergebnisverwendung

Der Hauptversammlung wird vom Vorstand vorgeschlagen, aus dem Bilanzgewinn einen Betrag in Höhe von € 150.000.000,00 auszuschütten und den verbleibenden Betrag von € 538.762,66 auf neue Rechnung vorzutragen.

Wesentliche Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

Am 28.02.2026 sind die kriegsrischen Auseinandersetzungen im Mittleren Osten erneut aufgeflammt. An diesem Tag führten die USA und Israel Luft- und Raketenangriffe gegen Ziele im Iran durch. Der Konflikt eskalierte rasch und breitete sich über die gesamte Golfregion aus. Die Kampfhandlungen haben die Förderung und vor allem den Handel mit fossilen Energieträgern massiv gestört; infolgedessen ist der Ölpreis deutlich über 100 USD pro Barrel angestiegen. Der Ölpreisanstieg führt zu einem Angebotsschock auf den europäischen Energiemärkten, der die Energiepreise weiter erhöht, die Inflationserwartungen ändert und die Nervosität an den Finanzmärkten verstärkt. Der TIWAG-Konzern ist vom Anstieg der Energiepreise auf der Beschaffungsseite und von der gesetzlich gedeckelten Weitergabe dieser Preissteigerungen an unsere Kundinnen und Kunden stark betroffen.

Organe der Gesellschaft

Als **Vorstandsmitglieder** waren bestellt:

- Mag. Dr. Erich Entstrasser (Vorsitzender)
(bis 31.03.2025)
- Dipl.-Ing. Dr.-Ing. Michael Kraxner
(ab 01.04.2025)
- Dipl.-Ing. Thomas Gasser, MBA
(bis 19.09.2025)
- Dipl.-Ing. Alexander Speckle

Im Geschäftsjahr 2025 waren im **Aufsichtsrat** folgende Mitglieder tätig:

- MMag. Dr. Eduard Wallnöfer, Vorsitzender des Aufsichtsrates (wiederbestellt am 19.05.2025)
- Mag. Manfred Pletzer, 1. Stellvertreter des Vorsitzenden des Aufsichtsrates (wiederbestellt am 19.05.2025)
- Mag.^a Michaela Hysek-Unterweger, 2. Stellvertreterin des Vorsitzenden des Aufsichtsrates
(wiederbestellt am 19.05.2025)
- Mag. Hartwig Röck
- Univ.-Prof.ⁱⁿ (em.) Dr.ⁱⁿ Hannelore Weck-Hannemann
(wiederbestellt am 19.05.2025)
- Ing. Hans-Peter Bock

vom **Betriebsrat** entsandt:

- Florian Gorfer, Vorsitzender des Zentralbetriebsrates
- Franz Eckhart
- Daniel Haider



X. JAHRESABSCHLUSS GEM. § 153 ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFTSGESETZ (EIWG)

Dieser Abschnitt des Anhangs enthält die gemäß § 153 Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) erforderlichen Angaben.

Entsprechend den gesetzlichen Vorgaben zum gesellschaftsrechtlichen Unbundling hatte die TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG (TIWAG) die (seinerzeitige) TIWAG-Netz AG als Kombinationsnetzbetreiber ausgestaltet und ihr mit Vertrag vom 18.11.2005 den Verteilernetzbetrieb in Pacht gegeben.

Mit Arbeitskräfteüberlassungsvertrag vom 18.11.2005 hat die TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG die bis dahin im Netzbereich tätig gewesenen Mitarbeiter der (seinerzeitigen) TIWAG-Netz AG zur Beschäftigung überlassen. Die Tiroler Landesregierung als Elektrizitätsbehörde hat mit Bescheid vom 01.01.2006 der (seinerzeitigen) TIWAG-Netz AG die Konzession zum Betrieb des Verteilernetzes der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG erteilt. Die (nunmehr:) TINETZ-Tiroler Netze GmbH nimmt seit 01.01.2006 die Aufgaben des Betreibers des Verteilernetzes der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG wahr und ist für den Betrieb, die Instandhaltung und den Ausbau dieser Netze verantwortlich.

1. BILANZ ZUM 31.12.2025 (IN €)

Aktiva	
A. Anlagevermögen	
I. Immaterielle Vermögensgegenstände	
II. Sachanlagen	
III. Finanzanlagen	
B. Umlaufvermögen	
I. Vorräte	
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	
III. Kassenbestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten	
C. Rechnungsabgrenzungsposten	
SUMME Aktiva	
Passiva	
A. Eigenkapital	
B. Sonderposten für Investitionszuschüsse	
C. Baukostenbeiträge	
D. Rückstellungen	
E. Verbindlichkeiten	
F. Rechnungsabgrenzungsposten	
SUMME Passiva	

Erzeugung, Stromhandel und Vertrieb	Verteilung	Sonstiges	Gesamt
2.450.885.415,78	820.859.123,55	825.733.323,43	4.097.477.862,76
477.404.434,89	32.422.977,59	1.881.168,53	511.708.581,01
1.769.202.957,48	749.807.272,26	43.329.201,12	2.562.339.430,86
204.278.023,41	38.628.873,70	780.522.953,78	1.023.429.850,89
331.886.876,74	168.031.258,15	68.142.659,53	568.060.794,42
0,00	83.864,96	23.134.287,33	23.218.152,29
289.159.941,74	149.841.815,19	43.962.629,91	482.964.386,84
42.726.935,00	18.105.578,00	1.045.742,29	61.878.255,29
1.803.620,63	586.759,73	2.063.265,61	4.453.645,97
2.784.575.913,15	989.477.141,43	895.939.248,57	4.669.992.303,15
1.935.810.168,77	553.035.740,29	-99.471.209,40	2.389.374.699,66
8.836.763,18	354.213,49	390.743,39	9.581.720,06
251.136,11	187.081.432,69	5.729.811,31	193.062.380,11
228.303.707,58	197.313.656,92	190.934.159,59	616.551.524,09
591.425.433,83	51.692.098,04	783.606.246,17	1.426.723.778,04
19.948.703,68	0,00	14.749.497,51	34.698.201,19
2.784.575.913,15	989.477.141,43	895.939.248,57	4.669.992.303,15

2. ERGEBNISRECHNUNG 2025 (IN €)

1. Umsatzerlöse
2. Veränderung des Bestandes an noch nicht abrechenbaren Leistungen
3. andere aktivierte Eigenleistungen
4. sonstige betriebliche Erträge
5. Aufwendungen für Material und bezogene Leistungen
6. Personalaufwand
7. Abschreibungen auf immaterielle Gegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen
8. sonstige betriebliche Aufwendungen
9. Zwischensumme aus Z 1 bis Z 8
10. Erträge aus Beteiligungen
11. sonstiges Finanzergebnis
12. Zwischensumme aus Z 10 bis Z 11
12a. Verrechnung zwischen den Aktivitäten
13. Ergebnis vor Steuern
14. Steuern vom Einkommen und vom Ertrag
15. SUMME Jahresüberschuss

Erläuterungen gem. § 153 EIWG

Im Regelfall erfolgt die Zuordnung der Bilanzpositionen sowie der Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung direkt. Lediglich bei nur mittelbarem Sachbezug oder bei unvertretbar hohem Aufwand wird die Zuordnung auf Basis sachgerechter Bezugsgrößen durch Schlüsselung vorgenommen. Umlagen werden durch weitestgehend prozessorientierte Schlüssel ermittelt. Der Leistungsverrechnung liegen bereichsspezifische Kalkulationssätze zugrunde.

Geschäfte im Sinne des § 153 (4) EIWG wurden mit der TINETZ-Tiroler Netze GmbH (Pachtverhältnis hinsichtlich des Netzbetriebes, Cashpooling) und der Gemeinschaftskraftwerk Inn GmbH getätigt.

Innsbruck, am 13. April 2026

Der Vorstand

Dr.-Ing.
Michael Kraxner

Dipl.-Ing.
Alexander Speckle

Erzeugung, Stromhandel und Vertrieb	Verteilung	Sonstiges	Gesamt
1.432.086.764,73	187.018.377,02	20.049.213,39	1.639.154.355,14
0,00	0,00	1.478,48	1.478,48
-10.714.235,42	9.371.540,74	43.110.103,70	41.767.409,02
19.419.207,73	2.555.645,46	3.461.690,45	25.436.543,64
-993.845.674,57	-5.524.592,52	-5.199.232,79	-1.004.569.499,88
-44.432.715,91	-59.974.917,18	-40.352.265,76	-144.759.898,85
-48.905.119,04	-51.319.317,97	-7.434.630,47	-107.659.067,48
-61.595.087,11	-22.539.051,02	-33.248.286,29	-117.382.424,42
292.013.140,41	59.587.684,53	-19.611.929,30	331.988.895,64
77.556.664,32	13.889.580,28	18.920.855,99	110.367.100,59
-2.019.984,00	-5.517.603,00	-562.398,77	-8.099.985,77
75.536.680,32	8.371.977,28	18.358.457,22	102.267.114,82
-25.634.967,51	-23.449.760,30	49.084.727,81	0,00
341.914.853,22	44.509.901,51	47.831.255,73	434.256.010,46
-38.524.063,09	-4.023.689,94	-19.510.996,25	-62.058.749,28
303.390.790,13	40.486.211,57	28.320.259,48	372.197.261,18

BESTÄTIGUNGSVERMERK

BERICHT ZUM JAHRESABSCHLUSS

Prüfungsurteil

Wir haben den beigefügten Jahresabschluss der

TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG, Innsbruck,

bestehend aus der Bilanz zum 31. Dezember 2025, der Gewinn- und Verlustrechnung für das an diesem Stichtag endende Geschäftsjahr sowie dem Anhang, geprüft.

Nach unserer Beurteilung entspricht der Jahresabschluss den gesetzlichen Vorschriften und vermittelt ein möglichst getreues Bild der Vermögens- und Finanzlage zum 31. Dezember 2025 sowie der Ertragslage der Gesellschaft für das an diesem Stichtag endende Geschäftsjahr in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften und dem Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) 2025.

Grundlage für das Prüfungsurteil

Wir haben unsere Abschlussprüfung in Übereinstimmung mit den österreichischen Grundsätzen ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführt. Diese Grundsätze erfordern die Anwendung der International Standards on Auditing (ISA). Unsere Verantwortlichkeiten nach diesen Vorschriften und Standards sind im Abschnitt „Verantwortlichkeiten des Abschlussprüfers für die Prüfung des Jahresabschlusses“ unseres Bestätigungsvermerks weitergehend beschrieben. Wir sind von der Gesellschaft unabhängig in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen und berufsrechtlichen Vorschriften und wir haben unsere sonstigen beruflichen Pflichten in Übereinstimmung mit diesen Anforderungen erfüllt. Wir sind der Auffassung, dass die von uns bis zum Datum des Bestätigungsvermerks erlangten Prüfungsnachweise ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unser Prüfungsurteil zu diesem Datum zu dienen.

Verantwortlichkeiten der gesetzlichen Vertreter und des Prüfungsausschusses für den Jahresabschluss

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Aufstellung des Jahresabschlusses und dafür, dass dieser in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften und dem Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) 2025 ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage

der Gesellschaft vermittelt. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die internen Kontrollen, die sie als notwendig erachten, um die Aufstellung eines Jahresabschlusses zu ermöglichen, der frei von wesentlichen falschen Darstellungen aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern ist.

Bei der Aufstellung des Jahresabschlusses sind die gesetzlichen Vertreter dafür verantwortlich, die Fähigkeit der Gesellschaft zur Fortführung der Unternehmestätigkeit zu beurteilen, Sachverhalte im Zusammenhang mit der Fortführung der Unternehmenstätigkeit – sofern einschlägig – anzugeben, sowie dafür, den Rechnungslegungsgrundsatz der Fortführung der Unternehmenstätigkeit anzuwenden, es sei denn, die gesetzlichen Vertreter beabsichtigen, entweder die Gesellschaft zu liquidieren oder die Unternehmenstätigkeit einzustellen, oder haben keine realistische Alternative dazu.

Der Prüfungsausschuss ist verantwortlich für die Überwachung des Rechnungslegungsprozesses der Gesellschaft.

Verantwortlichkeiten des Abschlussprüfers für die Prüfung des Jahresabschlusses

Unsere Ziele sind, hinreichende Sicherheit darüber zu erlangen, ob der Jahresabschluss als Ganzes frei von wesentlichen falschen Darstellungen aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern ist, und einen Bestätigungsvermerk zu erteilen, der unser Prüfungsurteil beinhaltet. Hinreichende Sicherheit ist ein hohes Maß an Sicherheit, aber keine Garantie dafür, dass eine in Übereinstimmung mit den österreichischen Grundsätzen ordnungsmäßiger Abschlussprüfung, die die Anwendung der ISA erfordern, durchgeführte Abschlussprüfung eine wesentliche falsche Darstellung, falls eine solche vorliegt, stets aufdeckt. Falsche Darstellungen können aus dolosen Handlungen oder Irrtümern resultieren und werden als wesentlich angesehen, wenn von ihnen einzeln oder insgesamt vernünftigerweise erwartet werden könnte, dass sie die auf der Grundlage dieses Jahresabschlusses getroffenen wirtschaftlichen Entscheidungen von Nutzern beeinflussen.

Als Teil einer Abschlussprüfung in Übereinstimmung mit den österreichischen Grundsätzen ordnungsmäßiger Abschlussprüfung, die die Anwendung der ISA erfordern, üben wir während der gesamten Abschlussprüfung pflichtgemäßes Ermessen aus und bewahren eine kritische Grundhaltung.

Darüber hinaus gilt:

- Wir identifizieren und beurteilen die Risiken wesentlicher falscher Darstellungen aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern im Abschluss, planen Prüfungshandlungen als Reaktion auf diese Risiken, führen sie durch und erlangen Prüfungsnachweise, die ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unser Prüfungsurteil zu dienen. Das Risiko, dass aus dolosen Handlungen resultierende wesentliche falsche Darstellungen nicht aufgedeckt werden, ist höher als ein aus Irrtümern resultierendes, da dolose Handlungen kollusives Zusammenwirken, Fälschungen, beabsichtigte Unvollständigkeiten, irreführende Darstellungen oder das Außerkraftsetzen interner Kontrollen beinhalten können.
- Wir gewinnen ein Verständnis von den für die Abschlussprüfung relevanten internen Kontrollen, um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den gegebenen Umständen angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit der internen Kontrollen der Gesellschaft abzugeben.
- Wir beurteilen die Angemessenheit der von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsmethoden sowie die Vertretbarkeit der von den gesetzlichen Vertretern dargestellten geschätzten Werte in der Rechnungslegung und damit zusammenhängende Angaben.
- Wir ziehen Schlussfolgerungen über die Angemessenheit der Anwendung des Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit durch die gesetzlichen Vertreter sowie, auf der Grundlage der erlangten Prüfungsnachweise, ob eine wesentliche Unsicherheit im Zusammenhang mit Ereignissen oder Gegebenheiten besteht, die erhebliche Zweifel an der Fähigkeit der Gesellschaft zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit aufwerfen können. Falls wir die Schlussfolgerung ziehen, dass eine wesentliche Unsicherheit besteht, sind wir verpflichtet, in unserem Bestätigungsvermerk auf die dazugehörigen Angaben im Jahresabschluss aufmerksam zu machen oder, falls diese Angaben unangemessen sind, unser Prüfungsurteil zu modifizieren. Wir ziehen unsere Schlussfolgerungen auf der Grundlage der bis zum Datum unseres Bestätigungsvermerks erlangten Prüfungsnachweise. Zukünftige Ereignisse oder Gegebenheiten können jedoch die Abkehr der Gesellschaft von der Fortführung der Unternehmenstätigkeit zur Folge haben.
- Wir beurteilen die Gesamtdarstellung, den Aufbau und den Inhalt des Jahresabschlusses einschließlich

der Angaben sowie ob der Jahresabschluss die zugrunde liegenden Geschäftsvorfälle und Ereignisse in einer Weise wiedergibt, dass ein möglichst getreues Bild erreicht wird.

Wir tauschen uns mit dem Prüfungsausschuss unter anderem über den geplanten Umfang und die geplante zeitliche Einteilung der Abschlussprüfung sowie über bedeutsame Prüfungsfeststellungen, einschließlich etwaiger bedeutsamer Mängel in den internen Kontrollen, die wir während unserer Abschlussprüfung erkennen, aus.

BERICHT ZUM LAGEBERICHT

Der Lagebericht ist aufgrund der österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften darauf zu prüfen, ob er mit dem Jahresabschluss in Einklang steht und ob er nach den geltenden rechtlichen Anforderungen aufgestellt wurde.

Die gesetzlichen Vertreter der Gesellschaft sind verantwortlich für die Aufstellung des Lageberichts in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften.

Wir haben unsere Prüfung in Übereinstimmung mit den Berufsgrundsätzen zur Prüfung des Lageberichts durchgeführt.

Urteil

Nach unserer Beurteilung ist der Lagebericht nach den geltenden rechtlichen Anforderungen aufgestellt worden und steht in Einklang mit dem Jahresabschluss.

Erklärung

Angesichts der bei der Prüfung des Jahresabschlusses gewonnenen Erkenntnisse und des gewonnenen Verständnisses über die Gesellschaft und ihr Umfeld wurden wesentliche fehlerhafte Angaben im Lagebericht nicht festgestellt.

Wien, 13. April 2026

Deloitte Audit Wirtschaftsprüfungs GmbH

Mag. Gerhard Marterbauer
Wirtschaftsprüfer

BESTÄTIGUNGSVERMERK

BERICHT ZUM KONZERNABSCHLUSS

Prüfungsurteil

Wir haben den beigefügten Konzernabschluss der

TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG, Innsbruck,

und ihrer Tochtergesellschaften (der Konzern), bestehend aus der Konzernbilanz zum 31. Dezember 2025, der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung, der Entwicklung des Konzerneigenkapitals und der Konzern-Geldflussrechnung für das an diesem Stichtag endende Geschäftsjahr sowie dem Konzernanhang, geprüft.

Nach unserer Beurteilung entspricht der Konzernabschluss den gesetzlichen Vorschriften und vermittelt ein möglichst getreues Bild der Vermögens- und Finanzlage zum 31. Dezember 2025 sowie der Ertragslage und der Zahlungsströme des Konzerns für das an diesem Stichtag endende Geschäftsjahr in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften, dem Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) 2025 und dem Gaswirtschaftsgesetz (GWG) 2011.

Grundlage für das Prüfungsurteil

Wir haben unsere Abschlussprüfung in Übereinstimmung mit den österreichischen Grundsätzen ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführt. Diese Grundsätze erfordern die Anwendung der International Standards on Auditing (ISA). Unsere Verantwortlichkeiten nach diesen Vorschriften und Standards sind im Abschnitt „Verantwortlichkeiten des Abschlussprüfers für die Prüfung des Konzernabschlusses“ unseres Bestätigungsvermerks weitergehend beschrieben. Wir sind vom Konzern unabhängig in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen und berufsrechtlichen Vorschriften und wir haben unsere sonstigen beruflichen Pflichten in Übereinstimmung mit diesen Anforderungen erfüllt. Wir sind der Auffassung, dass die von uns bis zum Datum des Bestätigungsvermerks erlangten Prüfungsnachweise ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unser Prüfungsurteil zu diesem Datum zu dienen.

Verantwortlichkeiten der gesetzlichen Vertreter und des Prüfungsausschusses für den Konzernabschluss

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Aufstellung des Konzernabschlusses und dafür, dass dieser in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften, dem Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) 2025 und dem Gaswirtschaftsgesetz (GWG) 2011 ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die internen Kontrollen, die sie als notwendig erachten, um die Aufstellung eines Konzernabschlusses zu ermöglichen, der frei von wesentlichen falschen Darstellungen aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern ist.

Bei der Aufstellung des Konzernabschlusses sind die gesetzlichen Vertreter dafür verantwortlich, die Fähigkeit des Konzerns zur Fortführung der Unternehmensestätigkeit zu beurteilen, Sachverhalte im Zusammenhang mit der Fortführung der Unternehmenstätigkeit – sofern einschlägig – anzugeben, sowie dafür, den Rechnungslegungsgrundsatz der Fortführung der Unternehmenstätigkeit anzuwenden, es sei denn, die gesetzlichen Vertreter beabsichtigen, entweder den Konzern zu liquidieren oder die Unternehmenstätigkeit einzustellen, oder haben keine realistische Alternative dazu.

Der Prüfungsausschuss ist verantwortlich für die Überwachung des Rechnungslegungsprozesses des Konzerns.

Verantwortlichkeiten des Abschlussprüfers für die Prüfung des Konzernabschlusses

Unsere Ziele sind, hinreichende Sicherheit darüber zu erlangen, ob der Konzernabschluss als Ganzes frei von wesentlichen falschen Darstellungen aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern ist, und einen Bestätigungsvermerk zu erteilen, der unser Prüfungsurteil beinhaltet. Hinreichende Sicherheit ist ein hohes Maß an Sicherheit, aber keine Garantie dafür, dass eine in Übereinstimmung mit den österreichischen Grundsätzen ordnungsmäßiger Abschlussprüfung, die die Anwendung der ISA erfordern, durchgeführte Abschlussprüfung

eine wesentliche falsche Darstellung, falls eine solche vorliegt, stets aufdeckt. Falsche Darstellungen können aus dolosen Handlungen oder Irrtümern resultieren und werden als wesentlich angesehen, wenn von ihnen einzeln oder insgesamt vernünftigerweise erwartet werden könnte, dass sie die auf der Grundlage dieses Konzernabschlusses getroffenen wirtschaftlichen Entscheidungen von Nutzern beeinflussen.

Als Teil einer Abschlussprüfung in Übereinstimmung mit den österreichischen Grundsätzen ordnungsmäßiger Abschlussprüfung, die die Anwendung der ISA erfordern, üben wir während der gesamten Abschlussprüfung pflichtgemäßes Ermessen aus und bewahren eine kritische Grundhaltung.

Darüber hinaus gilt:

- Wir identifizieren und beurteilen die Risiken wesentlicher falscher Darstellungen aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern im Abschluss, planen Prüfungshandlungen als Reaktion auf diese Risiken, führen sie durch und erlangen Prüfungsnachweise, die ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unser Prüfungsurteil zu dienen. Das Risiko, dass aus dolosen Handlungen resultierende wesentliche falsche Darstellungen nicht aufgedeckt werden, ist höher als ein aus Irrtümern resultierendes, da dolose Handlungen kollusives Zusammenwirken, Fälschungen, beabsichtigte Unvollständigkeiten, irreführende Darstellungen oder das Außerkraftsetzen interner Kontrollen beinhalten können.
- Wir gewinnen ein Verständnis von den für die Abschlussprüfung relevanten internen Kontrollen, um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den gegebenen Umständen angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit der internen Kontrollen des Konzerns abzugeben.
- Wir beurteilen die Angemessenheit der von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsmethoden sowie die Vertretbarkeit der von den gesetzlichen Vertretern dargestellten geschätzten Werte in der Rechnungslegung und damit zusammenhängende Angaben.
- Wir ziehen Schlussfolgerungen über die Angemessenheit der Anwendung des Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit durch die gesetzlichen Vertreter sowie, auf der Grundlage der erlangten Prüfungsnachweise, ob eine wesentliche Unsicherheit im Zusammenhang mit Ereignissen oder Gegebenheiten besteht, die erhebliche Zweifel an der Fähigkeit des Konzerns zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit aufwerfen können. Falls wir die Schlussfolgerung ziehen, dass eine wesentliche Unsicherheit besteht, sind wir verpflichtet, in unserem Bestätigungsvermerk auf die dazugehörigen Angaben im Konzernabschluss aufmerksam zu machen oder, falls diese Angaben unangemessen sind, unser Prüfungsurteil zu modifizieren. Wir ziehen unsere Schlussfolgerungen auf der Grundlage der bis zum Datum unseres Bestätigungsvermerks erlangten Prüfungsnachweise. Zukünftige Ereignisse oder Gegebenheiten können jedoch die Abkehr des Konzerns von der Fortführung der Unternehmenstätigkeit zur Folge haben.
- Wir beurteilen die Gesamtdarstellung, den Aufbau und den Inhalt des Konzernabschlusses einschließlich der Angaben sowie ob der Konzernabschluss die zugrunde liegenden Geschäftsvorfälle und Ereignisse in einer Weise wiedergibt, dass ein möglichst getreues Bild erreicht wird.
- Wir planen die Konzernabschlussprüfung und führen sie durch, um ausreichende geeignete Prüfungsnachweise zu den Finanzinformationen der Einheiten oder Geschäftsbereiche innerhalb des Konzerns zu erlangen als Grundlage für die Bildung eines Prüfungsurteils zum Konzernabschluss. Wir sind verantwortlich für die Anleitung, Beaufsichtigung und Durchsicht der für Zwecke der Konzernabschlussprüfung durchgeführten Prüfungstätigkeiten. Wir tragen die Alleinverantwortung für unser Prüfungsurteil.

Wir tauschen uns mit dem Prüfungsausschuss unter anderem über den geplanten Umfang und die geplante zeitliche Einteilung der Abschlussprüfung sowie über bedeutsame Prüfungsfeststellungen, einschließlich etwaiger bedeutsamer Mängel in den internen Kontrollen, die wir während unserer Abschlussprüfung erkennen, aus.

BERICHT ZUM KONZERNLAGEBERICHT

Der Konzernlagebericht ist aufgrund der österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften darauf zu prüfen, ob er mit dem Konzernabschluss in Einklang steht und ob er nach den geltenden rechtlichen Anforderungen aufgestellt wurde.

Die gesetzlichen Vertreter der Gesellschaft sind verantwortlich für die Aufstellung des Konzernlageberichts in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften.

Wir haben unsere Prüfung in Übereinstimmung mit den Berufsgrundsätzen zur Prüfung des Konzernlageberichts durchgeführt.

Urteil

Nach unserer Beurteilung ist der Konzernlagebericht nach den geltenden rechtlichen Anforderungen aufgestellt worden und steht in Einklang mit dem Konzernabschluss.

Erklärung

Angesichts der bei der Prüfung des Konzernabschlusses gewonnenen Erkenntnisse und des gewonnenen Verständnisses über den Konzern und sein Umfeld wurden wesentliche fehlerhafte Angaben im Konzernlagebericht nicht festgestellt.

Wien, 13. April 2026

Deloitte Audit Wirtschaftsprüfungs GmbH

Mag. Gerhard Marterbauer
Wirtschaftsprüfer

VORSCHLAG FÜR DIE GEWINNVERWENDUNG

Es wird vorgeschlagen, vom Bilanzgewinn des Geschäftsjahres 2025 in Höhe von € 150.538.762,66 eine Dividende in Höhe von € 150.000.000,00 auszuschütten und den Restbetrag von € 538.762,66 auf neue Rechnung vorzutragen.

Innsbruck, am 13. April 2026

Der Vorstand

Dr.-Ing.
Michael Kraxner

Dipl.-Ing.
Alexander Speckle

BERICHT DES AUFSICHTSRATES

Der Aufsichtsrat hat sich im Geschäftsjahr 2025 in acht Plenarsitzungen, Ausschusssitzungen sowie aufgrund regelmäßiger schriftlicher und mündlicher Berichterstattung des Vorstandes über die Geschäftspolitik, den Gang der Geschäfte und die Lage der Gesellschaft laufend unterrichtet. Der Aufsichtsrat hat die Geschäftsführung des Vorstandes geprüft und unterstützt. Die Kontrolle hat zu keinen Beanstandungen geführt.

Der nach den österreichischen Rechnungslegungsvorschriften erstellte Jahresabschluss und Konzernabschluss für das Geschäftsjahr 2025 sowie der Lagebericht und Konzernlagebericht wurden von der DELOITTE Audit Wirtschaftsprüfungs GmbH, Wien geprüft. Der Abschlussprüfer hat über das Ergebnis schriftlich berichtet und festgestellt, dass der Vorstand die verlangten Aufklärungen und Nachweise erbracht hat und Buchführung, Jahresabschluss und Konzernabschluss den gesetzlichen Vorschriften entsprechen und unter Beachtung der Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft und des Konzerns vermitteln. Weiters wurde festgestellt, dass der Lagebericht und der Konzernlagebericht im Einklang mit dem Jahresab-

schluss und dem Konzernabschluss stehen. Es wurde dem Jahresabschluss und dem Konzernabschluss der uneingeschränkte Bestätigungsvermerk erteilt.

Der Aufsichtsrat hat die Prüfungsberichte des Abschlussprüfers erhalten und geprüft. Der Prüfungsausschuss des Aufsichtsrates hat dem Aufsichtsrat über das Ergebnis der Abschlussprüfungen und über die Zusatzberichterstattung des Abschlussprüfers gemäß Artikel 11 der Verordnung (EU) Nr. 537/2014 berichtet.

Nach eingehender Prüfung und Erörterung im Prüfungsausschuss hat der Aufsichtsrat den Jahresabschluss und den Konzernabschluss zum 31.12.2025 samt Lagebericht, Konzernlagebericht und Corporate-Governance-Bericht sowie den Vorschlag über die Gewinnverwendung gebilligt. Damit ist der Jahresabschluss zum 31.12.2025 gem. § 96 Abs. 4 Aktiengesetz festgestellt. Der Konzernabschluss, der Lagebericht, der Konzernlagebericht und der Corporate-Governance-Bericht werden zustimmend zur Kenntnis genommen. Die Prüfungen des Aufsichtsrates haben zu keinen Beanstandungen geführt.

Der Aufsichtsrat schlägt auf der Grundlage der Empfehlung des Prüfungsausschusses der Hauptversammlung vor, die Firma KPMG Austria GmbH Wirtschaftsprüfungs- und Steuerberatungsgesellschaft zum Abschlussprüfer für den Einzelabschluss und den Konzernabschluss der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG für das Geschäftsjahr 2026 zu bestellen.

Dem Vorstand und allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern werden für die im abgelaufenen Geschäftsjahr geleistete Arbeit und für ihr Engagement Dank und Anerkennung ausgesprochen.

Innsbruck, am 13. Mai 2026

Für den Aufsichtsrat

MMag. Dr. Eduard Wallnöfer
Vorsitzender des Aufsichtsrates

**STROMKENNZEICHNUNG GEMÄSS §§ 86 UND 87 EIWG SOWIE KENV 2022
(TIWAG-TIROLER WASSERKRAFT AG)**

Ergebnis der Stromkennzeichnungs- dokumentation	TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG				
	Versorger		Produkte		
	kWh	%	100 % Wasserkraft %	100 % Ökostrom %	TIWAG- Strom %
Wasserkraft	4.338.969.691	90,10	100,00	91,91	89,99
Windenergie	302.567.107	6,28	0,00	6,29	6,31
Sonnenenergie	150.651.820	3,13	0,00	1,31	3,21
Biomasse (fest, flüssig und Abfall mit hohem biogenen Anteil)	20.248.952	0,42	0,00	0,42	0,42
Erneuerbare Gase (Bio-, Deponie- und Klärgas)	3.369.806	0,07	0,00	0,07	0,07
Geothermische Energie	7	0,00	0,00	0,00	0,00
SUMME der abgegebenen Strommengen	4.815.807.383	100,00	100,00	100,00	100,00

Ursprungsland der Herkunftsnachweise	%	%	%	%
Österreich	66,76	100,00	100,00	65,34
Norwegen	33,24	0,00	0,00	34,66
SUMME der Ursprungsländer	100,00	100,00	100,00	100,00

Umweltauswirkungen der Stromproduktion				
CO ₂ -Emissionen (g/kWh)	0,0	0,0	0,0	0,0
Radioaktiver Abfall (mg/kWh)	0,0	0,0	0,0	0,0

Ausmaß des gemeinsamen Handels von Strom und Herkunftsnachweisen	%	%	%	%
Gemeinsam gehandelter Strom und Herkunftsnachweis	66,76	100,00	100,00	65,34
Herkunftsnachweise	33,24	0,00	0,00	34,66
SUMME	100,00	100,00	100,00	100,00

**PRÜFUNGSFESTSTELLUNGEN
UND BESTÄTIGUNG**

Wir haben die Prüfung der Stromkennzeichnung für das Kalenderjahr 2025 der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG (der „Gesellschaft“), Innsbruck, durchgeführt.

Aufgrund der bei unserer Prüfung gewonnenen Erkenntnisse und Nachweise wurde die Stromkennzeichnung für das Kalenderjahr 2025 der Gesellschaft nach unserer Beurteilung in Übereinstimmung mit den §§ 86 und 87 des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (EIWG) iVm der Stromkennzeichnungsverordnung 2022 (KenV 2022) sowie der „Leitlinie zum gemeinsamen Handel von

Strom und Herkunftsnachweisen“ der E-Control vom Dezember 2024 aufgestellt.

Wien, 02. April 2026

Deloitte Audit Wirtschaftsprüfungs GmbH

Mag. Gerhard Marterbauer
Wirtschaftsprüfer

STROMKENNZEICHNUNG GEMÄSS §§ 86 UND 87 EIWG SOWIE KENV 2022 (ÖKOENERGIE TIROL GMBH)

Ergebnis der Stromkennzeichnungsdokumentation	Ökoenergie Tirol GmbH	
	kWh	%
Wasserkraft	150.579.383	85,33
Sonnenenergie	15.076.005	8,54
Windenergie	10.039.555	5,69
Biomasse (fest, flüssig und Abfall mit hohem biogenen Anteil)	664.565	0,38
Erneuerbare Gase (Bio-, Deponie- und Klärgas)	110.914	0,06
Geothermische Energie	0	0,00
SUMME der abgegebenen Strommengen	176.470.422	100,00

Ursprungsland der Herkunftsnachweise	%
Österreich	100,00
SUMME der Herkunftsländer	100,00

Umweltauswirkungen der Stromproduktion	%
CO ₂ -Emissionen (g/kWh)	0,0
Radioaktiver Abfall (mg/kWh)	0,0

Ausmaß des gemeinsamen Handels von Strom und Herkunftsnachweisen	%
Gemeinsam gehandelter Strom und Herkunftsnachweis	100,00
Herkunftsnachweise	0,00
SUMME	100,00

PRÜFUNGSFESTSTELLUNGEN UND BESTÄTIGUNG

Wir haben die Prüfung der Stromkennzeichnung für das Kalenderjahr 2025 der Ökoenergie Tirol GmbH (der „Gesellschaft“), Innsbruck, durchgeführt.

Aufgrund der bei unserer Prüfung gewonnenen Erkenntnisse und Nachweise wurde die Stromkennzeichnung für das Kalenderjahr 2025 der Gesellschaft nach unserer Beurteilung in Übereinstimmung mit den §§ 86 und 87 des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (EIWG) iVm der Stromkennzeichnungsverordnung 2022 (KenV 2022) sowie der „Leitlinie zum gemeinsamen Handel von

Strom und Herkunftsnachweisen“ der E-Control vom Dezember 2024 aufgestellt.

Wien, 02. April 2026

Deloitte Audit Wirtschaftsprüfungs GmbH

Mag. Gerhard Marterbauer
Wirtschaftsprüfer

GASKENNZEICHNUNG GEMÄSS § 130 GWG 2011 UND G-KENV 2023 (TIGAS-WÄRME TIROL GMBH)

Ergebnis der Gaskennzeichnungs- dokumentation	TIGAS-Wärme Tirol GmbH				
	Versorger		Produkte		
	kWh	%	Biomethan %	50 % Biomethan %	TIGAS- Wärme %
Erneuerbare Gase (Biomethan)	6.445.743	0,20	100,00	50,00	0,00
Erdgas unbekannter Herkunft	3.249.911.976	99,80	0,00	50,00	100,00
SUMME der abgegebenen Gasmengen	3.256.357.719	100,00	100,00	100,00	100,00

Umweltauswirkungen					
CO ₂ -Emissionen (g/kWh)		200,60	0,00	100,50	201,00
Radioaktiver Abfall (mg/kWh)		0,00	0,00	0,00	0,00

PRÜFUNGSFESTSTELLUNGEN UND BESTÄTIGUNG

Wir haben die Prüfung der Gaskennzeichnung für das Kalenderjahr 2025 der TIGAS-Wärme Tirol GmbH (der „Gesellschaft“), Innsbruck, durchgeführt.

Aufgrund der bei unserer Prüfung gewonnenen Erkenntnisse und Nachweise wurde die Gaskennzeichnung für das Kalenderjahr 2025 der Gesellschaft nach unserer Beurteilung in Übereinstimmung mit § 130 des Gaswirtschaftsgesetzes 2011 (GWG 2011) iVm der Gaskennzeichnungsverordnung 2023 (G-KenV 2023) aufgestellt.

Wien, 02. April 2026

Deloitte Audit Wirtschaftsprüfungs GmbH

Mag. Gerhard Marterbauer
Wirtschaftsprüfer



IMPRESSUM

TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG
6020 Innsbruck · Eduard-Wallnöfer-Platz 2
T +43 (0)50607-0 · F +43 (0)50607-27050
www.tiwag.at · office@tiwag.at

KONZEPTION, GRAFIK UND SATZGESTALTUNG

Citygrafic · 6020 Innsbruck · www.citygrafic.at

FOTOGRAFIE

TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG, TIWAG-Next Energy Solutions GmbH, TINETZ-Tiroler Netze GmbH, Silvia Steiner, PVO GmbH – Photovoltaik Ortner, Droneproject, Foto Karg, GKI GmbH, Google Earth, Ilvy Rodler, Martin Vandory, Gerhard Berger, EXPA Pictures, Florian Bergsleitner

DRUCK

Stern-Druck Gesellschaft m.b.H. · 6263 Fügen · www.sterndruck.at

Satz- und Druckfehler vorbehalten.

TIWAG-
Tiroler Wasserkraft AG
6020 Innsbruck
Eduard-Wallnöfer-Platz 2
www.tiwag.at

