



TIWAG

Geschäftsbericht

2023



Die TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG blickt auf ein ereignisreiches und stabiles Geschäftsjahr 2023 mit einem Investitionsvolumen in Rekordhöhe von € 352,9 Mio zur Unterstützung der Energiewende bei gleichzeitiger Gewährleistung der Versorgungssicherheit Tirols zurück.

Dipl.-Ing. Thomas Gasser, MBA

Mag. Dr. Erich Entstrasser

Dipl.-Ing. Alexander Speckle

Bericht über das 100. Geschäftsjahr der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG

vom 01. Jänner bis 31. Dezember 2023



Inhaltsverzeichnis

Jahresvergleich	6
Organe der Gesellschaft	7
Vorwort des Vorstandes	8
Corporate-Governance-Bericht 2023 der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	13

LAGEBERICHT UND KONZERN-LAGEBERICHT

Grundlagen des Konzerns	29
Konzernstruktur	29
Geschäftsmodelle	31
Konzernstrategie und Unternehmensleitbild	35
Steuerungssystem	36
Forschung und Entwicklung	37
Wirtschaftsbericht	37
Rahmenbedingungen	37
Geschäftsverlauf	43
Vermögens-, Finanz- und Ertragslage (Einzelabschluss)	59
Vermögens-, Finanz- und Ertragslage (Konzernabschluss)	66
Finanzielle Leistungsindikatoren	74
Nichtfinanzieller Bericht	77
Umweltbelange	77
Arbeitnehmerbelange	80
Soziale Belange	82
Zweigniederlassungsbericht	83
Chancen- und Risikobericht	83
Gesamtbeurteilung der Chancen- und Risikosituation	83
Risikomanagementsystem	84
Internes Kontrollsystem (IKS) im Hinblick auf den Rechnungslegungsprozess	85
Chancen und Risiken	85
Ausblick	89

WEITERE INFORMATIONEN ZUM GESCHÄFTSJAHR

Unsere KundInnen	93
Unsere MitarbeiterInnen	95
Betrieb und Instandhaltung der Kraftwerksanlagen	99
TINETZ – Systemführung und Betrieb des Verteilernetzes	104
Stromhandel	112
TINEXT – Aktivitäten im Geschäftsjahr 2023	128
Sonstige Aktivitäten	130

JAHRESABSCHLUSS UND KONZERNABSCHLUSS

Bilanz zum 31. Dezember 2023	142
Gewinn- und Verlustrechnung 2023	144
Konzern-Bilanz zum 31. Dezember 2023	146
Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung 2023	148
Entwicklung des Konzerneigenkapitals zum 31.12.2023	150
Konzern-Geldflussrechnung	151
Anhang	153
Bestätigungsvermerk – Bericht zum Jahresabschluss	198
Bestätigungsvermerk – Bericht zum Konzernabschluss	200
Vorschlag für die Gewinnverwendung	203
Bericht des Aufsichtsrates	203
Stromkennzeichnung gemäß §§ 78 und 79 EIWOG 2010 sowie KenV 2022	204
Gaskennzeichnung gemäß § 130 GWG 2011 und G-KenV 2023	206

Jahresvergleich

TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Stromabsatz (in GWh)	16.744	18.772	15.560	14.584	14.322	12.412
Umsatzerlöse (in Mio €)	931,4	972,0	853,1	1.192,8	2.456,1	2.290,3
Operativer Cashflow (in Mio €)	150,1	132,1	149,3	130,5	88,0	226,4
Ergebnis vor Steuern (in Mio €)	78,4	86,5	93,5	174,7	204,1	194,4
Zugang Sachanlagevermögen (in Mio €)	96,9	133,2	160,8	256,3	267,5	308,6

Konzern						
Umsatzerlöse (in Mio €)	1.238,7	1.286,2	1.130,4	1.586,7	3.003,7	2.497,4
Operativer Cashflow (in Mio €)	190,0	192,4	184,5	158,4	182,8	313,3
Konzernergebnis vor Steuern (in Mio €)	86,8	111,9	78,8	182,8	212,1	195,4
Zugang Sachanlagevermögen (in Mio €)	215,0	219,5	237,2	326,0	329,5	350,2

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, wiederbestellt am 15.05.2023

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

Mag.^a Julia Lang (bis 15.05.2023)

Ing. Hans-Peter Bock (ab 15.05.2023)

vom Betriebsrat entsandt:

Harald Würfl, Vorsitzender des Zentralbetriebsrates

Franz Eckhart

Dr. Andreas Walder

Vorstand

Mag. Dr. Erich Entstrasser (Vorsitzender)

Dipl.-Ing. Thomas Gasser, MBA

Dipl.-Ing. Alexander Speckle

Vorwort des Vorstandes

Das Jahr 2023 hielt für die TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG vielfältige Herausforderungen bereit, denen das Unternehmen dank der Qualität und Robustheit seines Geschäftsmodells sowie der Expertise und dem Engagement der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter bestens begegnen konnte. Mit einem unter dem Vorjahr liegenden Konzernergebnis in Höhe von € 195,4 Mio vor Steuern hat das Unternehmen erneut bestätigt, dass seine strategische Ausrichtung und insbesondere die Konzentration auf die Kernmärkte die Grundlage für einen langfristigen Erfolg auch in schwierigen Zeiten sind. Stabile Ergebnisse sind die Voraussetzung dafür, unseren Kundinnen und Kunden einen der günstigsten Strompreise der österreichischen Landesenergieversorger anbieten zu können, die aus der Umsetzung der Energiewende auf uns zukommenden massiven Investitionen zu bewältigen und eine angemessene Dividende an den Eigentümer auszuschütten. Der TIWAG-Konzern wird in den nächsten Jahren (bis 2028) rund € 2,4 Mrd in die Umsetzung der Energiewende investieren, davon allein € 1,4 Mrd in den Wasserkraftausbau, € 586 Mio in die Strom-, Gas- und Wärmenetze sowie € 97 Mio in eigene PV- und Wärmeproduktionsanlagen. Im Berichtsjahr investierte der TIWAG-Konzern rund € 350,2 Mio in bestehende Kraftwerke, den Wasserkraftausbau, Informationstechnologie und sonstige Bereiche. Über € 105,4 Mio flossen durch TINETZ in die Modernisierung und Instandhaltung der Netzinfrastruktur. Auch das Tochterunternehmen TIGAS hat mit Investitionen zum Ausbau der Gas- und Fernwärmenetze in Höhe von € 31 Mio nachhaltig zu einer sicheren Versorgung beigetragen; rund € 23,8 Mio davon entfielen dabei auf den Bereich Fernwärme.

Dank einer ausgewogenen Finanzierungsstruktur bei gleichzeitig hoher Eigenkapitalquote sowie eines generell stabilen operativen Geschäftes können wir an unserem Investitionsprogramm weiter festhalten und bieten damit auch in den kommenden Jahren wichtige Impulse für die Wirtschaft des Landes. Ein beträchtlicher Anteil dieser Investitionen wird heimischen Unternehmen zugutekommen.

Nach mehreren Jahren, die von den Auswirkungen der COVID-Pandemie und einem mittlerweile sich schon im dritten Kriegsjahr befindlichen Ukraine-Konflikt geprägt waren, stand auch das Geschäftsjahr 2023 noch unter dem Eindruck der Entwicklungen der Energiepreise. TIWAG hat im Berichtsjahr den Strompreis für die Kundinnen und Kunden im Standardsegment lange Zeit stabil gehalten und im Gegensatz zu anderen Landesenergieversorgern Österreichs erst sehr spät eine aufgrund der Entwicklung der Beschaffungskosten notwendige Erhöhung durchgeführt. Unter Berücksichtigung des mit der Arbeiterkammer Tirol verhandelten Stromkostenentlastungspakets zählen die Strompreise für unsere Standardkundinnen und -kunden zu den günstigsten in Tirol.

Die Herausforderungen an den Energiesektor nehmen tendenziell weiter zu. Die Transformation des Energiesystems, also der Umbau des gesamten Energiewirtschaftssystems von fossilen Energieträgern hin zu den sogenannten „Erneuerbaren“ (umweltfreundliche, regenerative und CO₂-freie Energien wie Wasserkraft, Sonne, Wind oder Biomasse), schreitet europaweit unaufhaltsam voran. Dabei zeigt sich immer mehr, dass ein systemischer, sektorübergreifender Ansatz, der auf physikalischen Gesetzmäßigkeiten aufbaut, noch nicht vorliegt. Eine derart umfassende Umgestaltung unseres Energiesystems durch den massiven Ausbau hochvolatiler, weil witterungsabhängiger Erzeugungsformen wie Wind oder Photovoltaik kann ohne ausreichende gesicherte Grundlastversorgung in Zeiten, in denen kein Wind weht und keine Sonne scheint, notwendige Regel- und Ausgleichsenergie (vor allem aus Speicherkraftwerken) zur Stabilisierung der Netze und einem begleitenden Ausbau der Netzinfrastruktur nicht funktionieren.

Hinzu kommen noch ein intensiver Wettbewerb und weitreichende Transformationsprozesse, bedingt durch die wachsende Dezentralisierung und Digitalisierung des Energiesektors, sowie die Implementierung neuer Technologien wie der Sektorkopplung in bestehende Energiesysteme. Etablierte Wertschöpfungsketten lösen



Das TIWAG-Vorstandsteam: Vorstandsvorsitzender Mag. Dr. Erich Entstrasser (Mitte), Dipl.-Ing. Thomas Gasser MBA (l.) und Dipl.-Ing. Alexander Speckle (r.)

sich immer weiter auf, es entstehen neue Teilmärkte mit entsprechenden Herausforderungen, aber auch Wachstumspotenzialen bei geänderten Anforderungen der Kundinnen und Kunden.

Dabei findet auch ein rasanter Wandel vom bloßen „Verbraucher“ hin zum „Prosumer“ statt. Energiegemeinschaften sowie private PV-Erzeugungsanlagen bilden nur die ersten Schritte auf dem Weg in ein Energiesystem der Zukunft, in dem der Übergang zwischen Erzeugern und Verbrauchern ebenso fließend wie selbstverständlich sein wird. Dies stellt bereits heute die gesamte zugrundeliegende Infrastruktur vor große Aufgaben und wird in Zukunft noch erheblicher Anstrengungen benötigen, um mit den Entwicklungen Schritt halten zu können.

Als Landesenergieversorger liegt unser Fokus auf einer sicheren und integrierten Strom-, Gas- und Wärmeversorgung der Tiroler Bevölkerung und Wirtschaft. Wichtigste Prämisse bleibt für uns stets, in allen Bereichen nachhaltig, verlässlich und unter möglichst geringer Einflussnahme auf die Umwelt zu agieren. Damit leisten wir einen fundamentalen Beitrag zur Versorgungssicherheit, zum Wohlstand und zur hohen Lebensqualität im Land.

Gleichzeitig muss für uns als Unternehmen die Einhaltung gesetzlicher Verpflichtungen und wettbewerbsrechtlicher Rahmenbedingungen oberste Priorität genießen. Wesentliche Voraussetzung dafür ist Rechtssicherheit sowohl hinsichtlich der Genehmigungsverfahren für

neue Projekte als auch hinsichtlich der Preisbildungs- und Preisanpassungsmethodik. Insbesondere bei letzterer ist durch eine Mehrzahl an unterschiedlichen Gerichtsurteilen eine gesetzliche Klarstellung unbedingt erforderlich.

Unser besonderer Dank gilt vor allem unseren rund 1.400 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern (FTE), die einen erheblichen Anteil am Unternehmenserfolg haben. Sie alle zeichnen ein hohes und vorbildliches Maß an Solidarität, Einsatzbereitschaft, Flexibilität und Anpassungsfähigkeit aus. Zusammen mit ihrer fachlichen Kompetenz versetzen uns unsere Mitarbeitenden so in eine sehr gute Ausgangsposition, um in den nächsten Jahren auch den neuen Aufgaben bestens begegnen zu können. Demographische Entwicklungen, Veränderungen auf den Arbeitsmärkten und nicht zuletzt Verschiebungen in der gesellschaftlichen Wahrnehmung bezüglich Arbeitszeiten, Flexibilität, etc. bilden zusätzliche Herausforderungen, qualifiziertes Personal für eine Mitarbeit in den Unternehmen des TIWAG-Konzerns zu begeistern und zu halten.

Bei TIWAG zu arbeiten bedeutet, unmittelbar an der Energiewende mitzuarbeiten und einen persönlichen Beitrag zur nachhaltigen Energiezukunft unseres Landes leisten zu können. Diesen besonderen Mehrwert gerade den jüngeren Generationen – unseren potenziellen Mitarbeitenden von Morgen – zu vermitteln und sie für eine Tätigkeit in der Energiebranche zu begeistern, wird in Zukunft unserer besonderen Aufmerksamkeit bedürfen. Schon heute bietet die TIWAG-Gruppe attraktive und sichere Arbeitsplätze in einem motivierenden Umfeld, das persönliche Stärken und ein wertschätzendes Miteinander fördert. Um auch für zukünftige Aufgabenstellungen bestmöglich vorbereitet zu sein, genießt eine umfassende Aus- und Weiterbildung entsprechend der jeweiligen Talente und Aufgabengebiete hohen Stellenwert im Konzern.

Die vergangenen Jahre haben die Politik, Gesellschaft und Wirtschaft Europas erheblich verändert. Auch unser Unternehmen war und ist von diesen Veränderungen betroffen und die kommenden Jahre werden für den TIWAG-Konzern herausfordernd bleiben.

Wir sind aber fest davon überzeugt, dass wir die Profitabilität und den Wert des Unternehmens erhalten können, indem wir uns auf unser Kerngeschäft konzentrieren: Wir streben ein nachhaltiges Wachstum bei positivem Wertbeitrag an, in dem wir konzernweite Synergieeffekte und effiziente Strukturen nutzen sowie die laufende Verbesserung von Steuerungs- und Risikoinstrumenten und Managementsystemen verfolgen.

So können wir auch weiterhin eine sichere, preiswerte und umweltfreundliche Energieversorgung für alle Tirolerinnen und Tiroler gewährleisten und hochwertige Energieprodukte zu wettbewerbsfähigen Preisen anbieten. Wir bleiben jener verlässliche Partner, der das Unternehmen seit Jahrzehnten ist.

TIWAG – wir gewährleisten eine sichere, günstige und nachhaltige Energieversorgung für Tirol seit 100 Jahren und auch in Zukunft!

Innsbruck, im Mai 2024

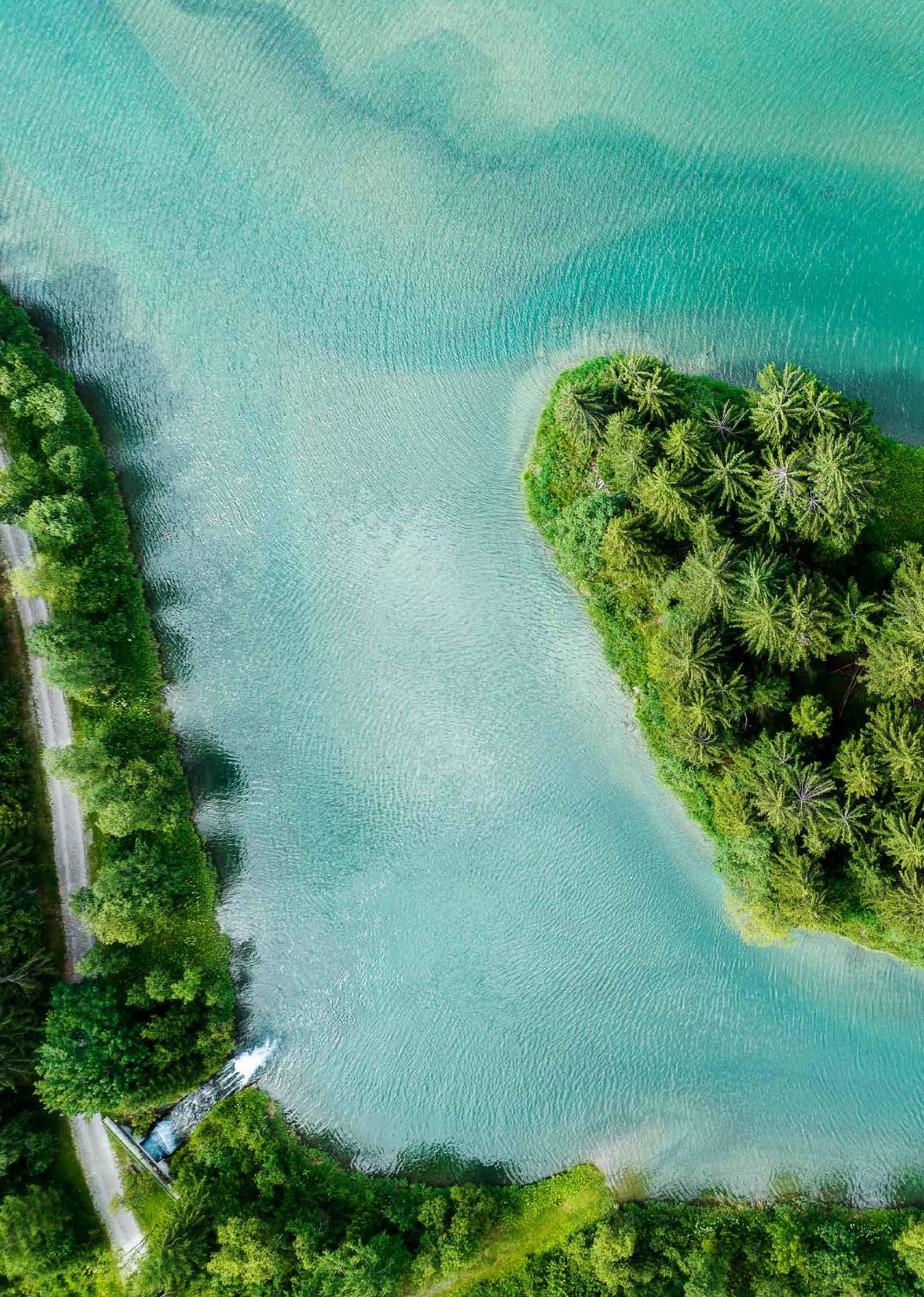
Der Vorstand

Mag. Dr.
Erich Entstrasser

Dipl.-Ing.
Thomas Gasser, MBA

Dipl.-Ing.
Alexander Speckle





Corporate-Governance-Bericht 2023 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 2023 und die Veränderung dieser Verhältnisse im Geschäftsjahr 2023. 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. Die TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG (TIWAG) bekennt sich zu den Corporate Governance-Leitlinien

für Beteiligungsunternehmen des Landes Tirol, soweit sie auf TIWAG anwendbar sind. Vorstand und Aufsichtsrat erklären, dass sie bei der Ausübung ihrer Funktionen die Leitlinien im Geschäftsjahr 2023 angewandt und nach Maßgabe der in diesem Bericht angeführten Erläuterungen beachtet haben.

Den Leitlinien ist im Geschäftsjahr 2023 entsprochen worden. Anmerkungen sind keine erforderlich, es bestehen weder formale noch inhaltliche Abweichungen zu den Leitlinien.

3. VERANKERUNG DER LEITLINIEN

Die Anwendung der Leitlinie ist in den Geschäftsordnungen des Aufsichtsrates und des Vorstandes verankert. Die Verabschiedung des jährlichen Corporate Governance Berichtes erfolgt durch Beschlussfassung des Gesamtvorstandes in Abstimmung mit dem Gesamtaufsichtsrat.

4. HAUPTVERSAMMLUNG

Das Grundkapital der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG, das im Firmenbuch des Landesgerichtes Innsbruck unter FN 44133b eingetragen ist, beträgt zum 31.12.2023 € 300.000.000,00 und ist in 300.000 Aktien zum Nennbetrag von € 1.000 gestückelt. 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 Hauptversammlung aus. Alle Entscheidungen des Anteilseigners werden in einer notariell beurkundeten Niederschrift dokumentiert.

Im Berichtsjahr fand die ordentliche Hauptversammlung am 15.05.2023 statt. Nach Vorlage des Jahresabschlusses, des Konzernabschlusses, des Lageberichtes und des Konzernlageberichtes über das Geschäftsjahr 2022 sowie der Berichte des Aufsichtsrates und des Abschlussprüfers und des Corporate Governance Berichtes wurde die Verwendung des Bilanzgewinns 2022, die Entlastung der Mitglieder des Vorstandes und des Aufsichtsrates für das Geschäftsjahr 2022, die Wahl des Abschlussprüfers für das Geschäftsjahr 2023 und die Wahlen in den Aufsichtsrat beschlossen.

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. Aufsichtsrat und Vorstand arbeiten zum Wohle des Unternehmens eng 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 Aufsichtsrats hält der Vorstand auch außerhalb der Sitzungen regelmäßigen Kontakt und berichtet ihm unverzüglich über wesentliche Geschäftsfälle.

Eine Grundvoraussetzung für eine offene Diskussion zwischen Vorstand und Aufsichtsrat ist die umfassende Wahrung der Vertraulichkeit gegenüber Dritten. 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 Aufsichtsrats, 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 und den im Geschäftsjahr abgeschlossenen Geschäften befragt. Von den Mitgliedern wurden mit Ausnahme der genehmigten Verträge keine entsprechenden Geschäfte gemeldet.

6. VORSTAND

6.1 ZUSAMMENSETZUNG DES VORSTANDES

Der Vorstand, der die Geschäfte führt, das Unternehmen in eigener Verantwortung leitet, die TIWAG bei Geschäften mit Dritten vertritt und aus bis zu vier Personen besteht, setzte sich im Berichtsjahr 2023 aus den folgenden drei Mitgliedern zusammen:

Vorstandsvorsitzender

Mag. Dr. Erich Entstrasser

- Geburtsjahr: 1960
- Im Vorstand seit 01.01.2013
- Vorstandsvorsitzender seit 01.01.2016
- Beginn der aktuellen Funktionsperiode: 12.10.2021
- Ende der aktuellen Funktionsperiode: 31.12.2025

Im Berichtsjahr bestanden Aufsichtsratsmandate bei TINETZ-Tiroler Netze GmbH, Energie AG Oberösterreich, Innsbrucker Kommunalbetriebe Aktiengesellschaft, Austrian Power Grid AG sowie OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG.

Vorstandsdirektor

Dipl.-Ing. Thomas Gasser, MBA

- Geburtsjahr: 1969
- Im Vorstand seit 01.01.2016
- Beginn der aktuellen Funktionsperiode: 01.01.2021
- Ende der aktuellen Funktionsperiode: 31.12.2025

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

Im Berichtsjahr war Herr Dipl.-Ing. Gasser, MBA Vorstand der Innsbrucker Kommunalbetriebe Aktiengesellschaft.

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.

6.2 ARBEITSWEISE UND GESCHÄFTS-VERTEILUNG DES VORSTANDES

Der Vorstand führt die Geschäfte der Gesellschaft nach Maßgabe der geltenden Gesetze, der Satzung, der Geschäftsordnung des Aufsichtsrates sowie der Geschäftsordnung für den Vorstand. Soweit die Kompetenzen nicht ohnedies zwingend durch das Aktiengesetz zugeordnet sind, regelt die gemäß Beschluss des Aufsichtsrates vom 01.10.2021 angepasste 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.

Aufgrund organisatorischer Änderungen im Zuge der laufenden Konzernstraffung und des Beginns der Funktionsperiode des neuen Vorstandsmitglieds für das Bauressort wurde die Geschäftsordnung für den Vorstand mit Wirkung 01.01.2023 angepasst und vom Aufsichtsrat genehmigt. Wegen der Bündelung diverser Aktivitäten in unserem Tochterunternehmen, der TIWAG-Next Energy Solutions GmbH, werden das Geschäftsfeld Wärme im Vorstandsressort Dipl.-Ing. Gasser, MBA und das Geschäftsfeld „Leittechnik und Neue Technologien“ im Vorstandsressort Dipl.-Ing. Speckle nicht mehr im Stammhaus betreut und scheinen daher im neuen Geschäftsverteilungsplan nicht mehr auf. Im Sinne der Konzernstraffung wurden die bisher von der Abteilung „Technisches Gebäudemanagement (TGM)“ erbrachten Dienstleistungen jenen Fachbereichen zugeordnet, die diesen fachlich nahestehen. Der diesbezügliche Eintrag im Geschäftsverteilungsplan im Vorstandsressort Dipl.-Ing. Speckle konnte damit ersatzlos entfallen.

Die Geschäftsverteilung der Vorstandsmitglieder, die Bestandteil der Geschäftsordnung ist, legt die Arbeitsbereiche ab dem 01.01.2023 wie folgt fest:

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.
Dipl.-Ing. Thomas Gasser, MBA	Erzeugung, Energiewirtschaft, Energiehandel, Energievertrieb, Energiestrategie und Energieeffizienz.
Dipl.-Ing. Alexander Speckle	Wasserkraftplanung, Anlagenplanung, Bauausführung, Programmbüro Kraftwerksprojekte, zentraler Einkauf.

Gemeinsam sind die Vorstandsmitglieder für Strategie, Interne Revision und Stauanlagensicherheit zuständig. Des Weiteren obliegen grundlegende Entscheidungen, zu denen im Einvernehmen mit dem Aufsichtsrat die Konkretisierung der Ziele des Unternehmens und die Festlegung der Unternehmensstrategie zählen, jedenfalls dem Gesamtvorstand.

6.3 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. Im Berichtsjahr hat der Aufsichtsrat zur anstehenden Besetzung der beiden auslaufenden Mandate von Mag. Dr. Erich Entstrasser und Dipl.-Ing. Gasser, MBA den Beschluss gefasst, dass im ersten Quartal 2024 eine Ausschreibung der beiden Vorstandsmandate erfolgen

soll. Die Ausschreibung erfolgt unter Beiziehung einer Prozessberatung sowie eines Personalberaters begleitet durch ein Management-Appraisal und wird in der Abwicklung dem Ausschuss für Vorstandsangelegenheiten übertragen. Im Geschäftsjahr 2024 wird das Auswahlverfahren 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 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 2023 € 1.275.520,87 bezogen.

7. LEITENDE ANGESTELLTE

Im Berichtsjahr 2023 wurde nach Umsetzung der Konzernstraffungsmaßnahmen zu den bereits bestehenden vier aktiven Gesamtprokuristen (Bereich Erzeugung, Bereich Energiewirtschaft, Bereich Controlling und Treasury, Zentraler Einkauf) zwei weitere Gesamtprokuren erteilt. In der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG werden nur Personen als leitende Angestellte (Prokuristen) bestellt, die über die mit dieser Funktion erforderlichen Kenntnisse, Fähigkeiten und fachlichen Erfahrungen verfügen und in der Lage sind, diese Funktion wahrzunehmen. Auf der Grundlage der bestehenden Geschäftsordnung hat der Aufsichtsrat über Vorschlag des Vorstandes die Erteilung der Prokura gem. § 48 (2) UGB an die Leiterin der Abteilung Personalmanagement, Frau Mag.^a Lisa Gruber, und den Leiter des Bereiches Energievertrieb, Herrn Ing. Mag. (FH) Christian Nagele, genehmigt. Die rechtswirksame Vertretung des Unternehmens nach außen erfolgt seit dem 01.04.2023.

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 der Geschäftsführung insbesondere 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 Vorstands 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 Stimmgleichheit gibt die Stimme des Vorsitzenden den Ausschlag. Im Berichtsjahr wurden unter Berücksichtigung der Kalendervierteljahresregel fünf Aufsichtsratssitzungen im Plenum durchgeführt. Die Anwesenheitsrate aller Aufsichtsratsmitglieder betrug 93,3 %. Zusätzlich zu den Sitzungen des Aufsichtsrates und seiner Ausschüsse erfolgten regelmäßig Besprechungen zwischen dem Vorsitzenden des Aufsichtsrates und dem Vorstandsvorsitzenden. Über die Sitzungen des Aufsichtsrates wurden Niederschriften geführt, die vom Vorsitz führenden Mitglied und der das Protokoll führenden Person unterzeichnet werden.

Der Aufsichtsrat hat am 13.12.2016 die Geschäftsordnung für den Aufsichtsrat der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG, in der die innere Ordnung und Arbeitsweise des Aufsichtsrates und seiner Ausschüsse geregelt ist, geändert. Diese bestehende Geschäftsordnung wurde im Geschäftsjahr 2021 ergänzt und überarbeitet und in der Aufsichtsratssitzung vom 01.10.2021 beschlossen. Angepasst bzw. präzisiert wurden die genehmigungspflichtigen Geschäfte, die Umstände einer Befangenheit sowie Interessenskonflikte, die Kompetenzen und die Arbeitsweise von Ausschüssen, die Zustimmung zum Abschluss von Organgeschäften und die Rahmenbedingungen für die Erörterung von Themen der strategischen Entwicklung sowie der Abstimmung der Grundsätze der Geschäftspolitik zwischen Vorstand und Aufsichtsrat. Die Geschäftsordnung wird regelmäßig einer Evaluierung unterzogen und bei Bedarf angepasst.

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 2023 aus neun Mitgliedern. Sechs Mitglieder wurden vom Aktionär 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 von der Hauptversammlung gewählten Aufsichtsratsmitglieder wird mit dem am 15.05.2023 erfolgten Ausscheiden von Frau Mag.^a Julia Lang nicht mehr 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 2023 bestand der Aufsichtsrat aus folgenden Personen:

MMag. Dr. Eduard Wallnöfer

Vorsitzender

- Geburtsjahr: 1978
- AR-Mitglied seit 2022
- Bestellungsdatum der aktuellen Funktionsperiode: 14.12.2022
- Ende der aktuellen Funktionsperiode: ordentliche Hauptversammlung 2025

In der konstituierenden Aufsichtsratssitzung vom 20.12.2022 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: 20.06.2022
- Ende der aktuellen Funktionsperiode: ordentliche Hauptversammlung 2025

In der konstituierenden Aufsichtsratssitzung vom 20.06.2022 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: 20.06.2022
- Ende der aktuellen Funktionsperiode: ordentliche Hauptversammlung 2025

In der konstituierenden Aufsichtsratssitzung vom 20.06.2022 wurde Mag.^a Michaela Hysek-Unterweger zur 2. Stellvertreterin des Vorsitzenden des Aufsichtsrates gewählt.

Mag. Hartwig Röck**Mitglied**

- Geburtsjahr: 1963
- AR-Mitglied seit 2014
- Beststellungsdatum 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
- Beststellungsdatum der aktuellen Funktionsperiode: 20.06.2022
- Ende der aktuellen Funktionsperiode: ordentliche Hauptversammlung 2025

Mag.^a Julia Lang**Mitglied**

- Geburtsjahr: 1974
- AR-Mitglied seit 2017
- Beststellungsdatum der aktuellen Funktionsperiode: 11.05.2020
- Ende der laufenden Funktionsperiode: ordentliche Hauptversammlung am 15.05.2023

Frau Mag.^a Julia Lang steht trotz ihrer wertvollen Tätigkeit in den vergangenen Jahren aus eigenem Wunsch nicht mehr für eine weitere Funktionsperiode im Aufsichtsrat zur Verfügung.

Ing. Hans-Peter Bock**Mitglied**

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

Arbeitnehmervertreter**Harald Würfl, Vorsitzender des Zentralbetriebsrates Mitglied (vom Betriebsrat entsandt)**

- Geburtsjahr: 1963
- Entsendung seit 03.11.2021

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

- Geburtsjahr: 1967
- Entsendung seit 03.11.2021

Dr. Andreas Walder**Mitglied (vom Betriebsrat entsandt)**

- Geburtsjahr: 1958
- Entsendung seit 03.11.2021

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 Stimmgleichheit 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 Unternehmen 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
Harald Würfl	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 24 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 freierwerdender 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 Berichtsjahr fand eine Sitzung statt.

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 Ausschließungs- 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 Jahres-

abschlusses, des Konzernabschlusses, des Gewinnverteilungsvorschlags, des Lageberichts und des Corporate Governance-Berichts. Des Weiteren bereitet er die Verhandlungen und Beschlüsse des Aufsichtsrats 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), der maximal für die Prüfung von fünf aufeinanderfolgenden Geschäftsjahren bestellt werden kann, vor.

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. 2023 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
Harald Würfl	Betriebsrat
Franz Eckhart	Betriebsrat

Im Berichtsjahr fanden zwei Sitzungen des Prüfungsausschusses statt, die protokolliert worden sind. Tätigkeitsschwerpunkte waren die Prüfung des (Konzern)Jahresabschlusses 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), die Überwachung der Abschlussprüfung (Konzernabschlussprüfung), die Festlegung der Prüfungsschwerpunkte 2023, die Überwachung des Rechnungslegungsprozesses, des Risikomanagements und die Kenntnisnahme des Prüfungsprogramms und der Prüfungsberichte der Internen Revision.

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.

Das entsprechende Vergütungsschema für Sitzungsgeld und Aufwandsentschädigung wurde in der Hauptversammlung vom 09.12.2014 mit Wirksamkeit zum 01.01.2015 festgelegt. Aufgrund der Anforderungen an den Vorsitz folgt die Aufsichtsratsvergütung nach einer funktionsbezogenen Differenzierung der Vergütung zwischen Vorsitz, stellvertretendem Vorsitz und einfacher Mitgliedschaft.

Die im Jahr 2023 gewährten Aufsichtsratsvergütungen betragen in Summe € 60.394,52.

Die am 13.07.2021 von der Tiroler Landesregierung beschlossene Richtlinie betreffend Qualifikation und Vergütung von Aufsichtsratsmitgliedern in Unternehmen mit Beteiligung des Landes Tirol ist hinsichtlich der Rege-

lungen betreffend fachlicher 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 2023 war kein Bediensteter des Landes Tirol als Aufsichtsratsmitglied bestellt.

8.6 INTERESSENKONFLIKTE DER AUFSICHTSRATSMITGLIEDER

Die Aufsichtsratsmitglieder 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. Mit der

Geschäftsordnung, die mit Beschluss des Aufsichtsrates vom 01.10.2021 in Kraft getreten ist, wurde die Entscheidung über die Zustimmung zum Abschluss von Organgeschäften vom Präsidialausschuss in die Kompetenz des Gesamtaufichtsrates übertragen.

9. 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.

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 Konzernrevision 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 Practise 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. Dezember 2023 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 15.05.2023 die Deloitte Audit Wirtschaftsprüfungs GmbH als (Konzern)Abschlussprüfer für das Geschäftsjahr 2023. 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 stehende 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 vierten aufeinanderfolgenden Mal als Prüfer der Abschlüsse gewählte Deloitte Audit Wirtschaftsprüfung GmbH hat den Einzel- und Konzernabschluss einschließlich des (Konzern) Lageberichts für das Geschäftsjahr 2023 unter Einbeziehung der Buchführung geprüft und jeweils mit dem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehen.

12. CORPORATE GOVERNANCE BERICHT

Die Einhaltung der Leitlinien ist von TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG mindestens alle fünf Jahre extern zu evaluieren. Die letzte Evaluierung für das Jahr 2020 wurde durch die Deloitte Audit Wirtschaftsprüfung GmbH durchgeführt. Die Überprüfung führte zu keinen Beanstandungen.

Innsbruck, am 05. April 2024

Der Vorstand

Mag. Dr.
Erich Entstrasser

Dipl.-Ing.
Thomas Gasser, MBA

Dipl.-Ing.
Alexander Speckle

Die Prüfungsberichte des Abschlussprüfers wurden jedem Aufsichtsratsmitglied rechtzeitig übermittelt. Der Abschlussprüfer nahm an der Jahresabschlussprüfungssitzung des Prüfungsausschusses am 26.04.2024 teil und berichtete über den Ablauf und die Ergebnisse seiner Prüfung.

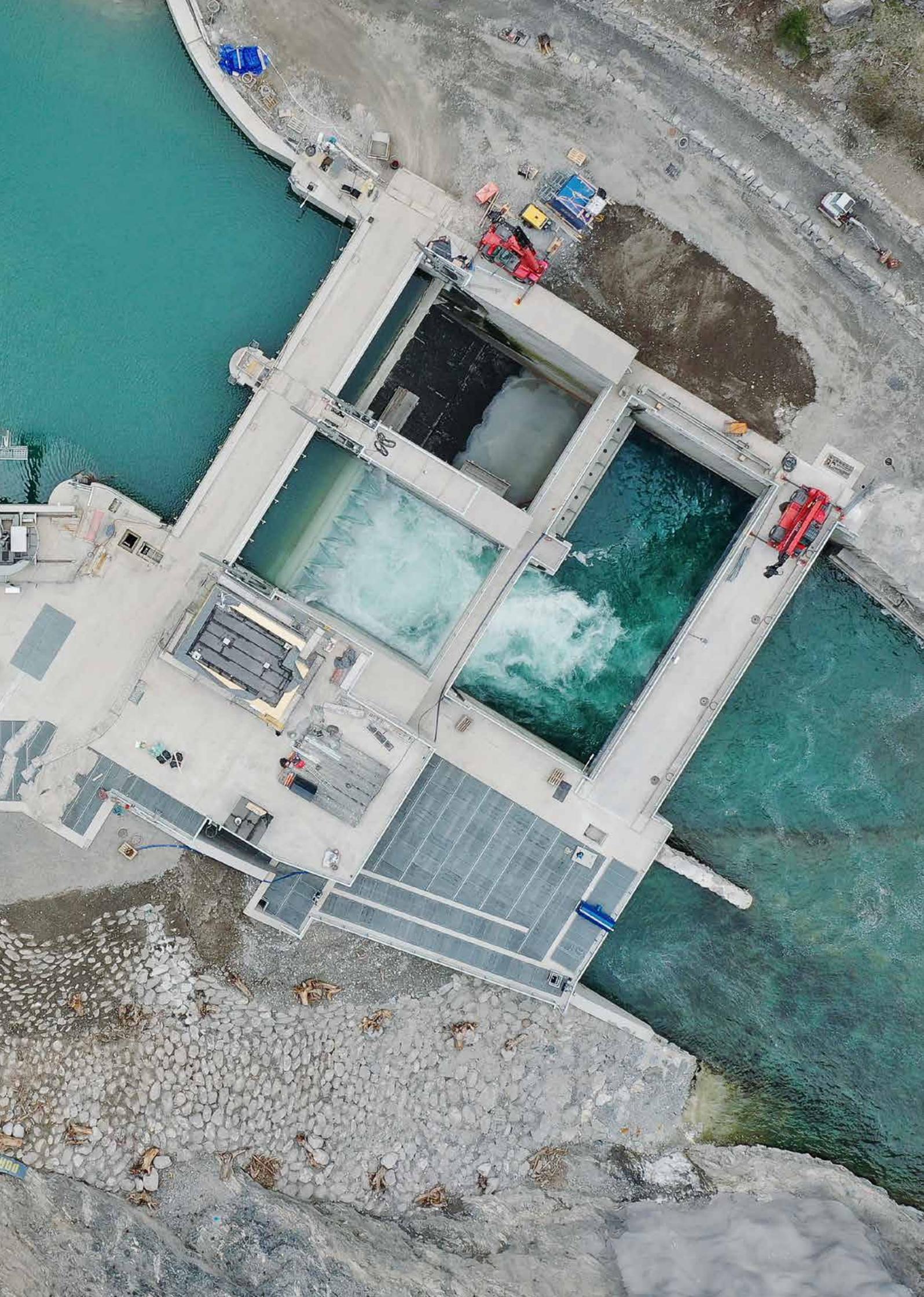
Der Prüfungsausschuss hat den Einzel- und Konzernabschluss samt (Konzern)Lagebericht in seiner Sitzung am 26.04.2023 unter Berücksichtigung der Prüfungsberichte geprüft und mit dem Abschlussprüfer erörtert. Über die Ergebnisse dieser Vorprüfung hat der Vorsitzende des Prüfungsausschusses Bericht erstattet.

Der Abschlussprüfer nahm an der Jahresabschlussitzung des Aufsichtsrates am 14.05.2024 teil und berichtete über den Ablauf und die Ergebnisse seiner Prüfung. Der Aufsichtsrat hat auf Basis der Empfehlungen des Prüfungsausschusses den Jahresabschluss 2023 gebilligt und sich dem Vorschlag des Vorstandes an die Hauptversammlung zur Ausschüttung einer Dividende in Höhe von € 50,5 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 14. Mai 2024

Der Vorsitzende des Aufsichtsrates

MMag. Dr. Eduard Wallnöfer



LAGEBERICHT UND KONZERN-LAGEBERICHT

Grundlagen des Konzerns	29
Konzernstruktur	29
Geschäftsmodelle	31
Konzernstrategie und Unternehmensleitbild	35
Steuerungssystem	36
Forschung und Entwicklung	37
Wirtschaftsbericht	37
Rahmenbedingungen	37
Geschäftsverlauf	43
Vermögens-, Finanz- und Ertragslage (Einzelabschluss)	59
Vermögens-, Finanz- und Ertragslage (Konzernabschluss)	66
Finanzielle Leistungsindikatoren	74
Nichtfinanzieller Bericht	77
Umweltbelange	77
Arbeitnehmerbelange	80
Soziale Belange	82
Zweigniederlassungsbericht	83
Chancen- und Risikobericht	83
Gesamtbeurteilung der Chancen- und Risikosituation	83
Risikomanagementsystem	84
Internes Kontrollsystem (IKS) im Hinblick auf den Rechnungslegungsprozess	85
Chancen und Risiken	85
Ausblick	89



Als integriertes Energieversorgungsunternehmen deckt TIWAG sektorenübergreifend die gesamte energiewirtschaftliche Wertschöpfungskette ab und erwirtschaftete 2023 ein stabiles operatives Ergebnis.

Das Geschäftsjahr 2023

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, die ausschließlich das Land Tirol hält, aufgeteilt. Die TIWAG ist Muttergesellschaft des TIWAG-Konzerns.

Organisationsstruktur

Der Vorstand der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG besteht aus drei Mitgliedern. Der Vorstandsvorsitzende, Mag. Dr. Erich Entstrasser leitet das kaufmännische Vorstandsressort, das die unterschiedlichen Zentralfunktionen und die Beteiligungsverwaltung umfasst. Vorstandsdirektor Dipl.-Ing. Thomas Gasser, MBA, steht im Ressort Energiewirtschaft und Kraftwerksführung für die Aktivitäten Erzeugung, Energiehandel und -wirtschaft sowie Energievertrieb ein. Sämtliche bautechnischen Agenden wie Wasserkraft- und Anlagenplanung,

Bauausführung und Zentraler Einkauf werden im Ressort Bautechnik von Vorstandsdirektor Dipl.-Ing. Alexander Speckle verantwortet. Die zweite Top-Managementebene, die sich aus den Geschäftsführern der wesentlichen Konzerngesellschaften sowie den Bereichs- und einigen Abteilungsleitern zusammensetzt, trägt die Ergebnisverantwortung für ihr Geschäft und arbeitet eng mit dem Vorstand zusammen. Darüber hinaus werden die Vorstandsmitglieder von den Fachabteilungen unterstützt.

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

Die Segmentdefinition des TIWAG-Konzerns richtet sich nach der internen Berichtsstruktur, auf deren Grundlage Managemententscheidungen getroffen werden. Aspekte der Segmentbildung sind die Produkte Strom, Wärme und Gas und der Regulierungsrahmen mit dem regulierten Netzgeschäft und dem unregulierten Energiegeschäft. Derzeit bestehen folgende vier berichtspflichtige Segmente:

Segmente	Strom unreguliert	Strom reguliert	Wärme und Gas 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	
<ul style="list-style-type: none"> Berichtspflichtige Einheiten 	<ul style="list-style-type: none"> Kraftwerksbau Erzeugung Energiewirtschaft u. -handel Energievertrieb 	<ul style="list-style-type: none"> Verteilernetz Strom 	<ul style="list-style-type: none"> Fernwärme Erdgas Netz Erdgas Handel Erneuerbare Gase Photovoltaik Lade- u. Betankungsinfrastruktur 	<ul style="list-style-type: none"> 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 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 Berichtsjahr haben wir in unsere bestehenden Erzeugungsanlagen (inkl. anteiliges Strombezugsrecht) € 206,3 Mio (Vorjahr: € 199,1 Mio) investiert.

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.

Der Energieverkauf an unsere Kunden erfolgt über den spartenübergreifenden Energievertrieb.

Im Segment „*Strom reguliert*“ ist unsere Tochtergesellschaft TINETZ-Tiroler Netze GmbH für das regulierte Stromgeschäft zuständig. Die Funktionsbereiche Technisches Kundenmanagement, Systemführung Netze, Sekundärtechnik, Anlagenführung Netze, Projektierung/Konstruktion und Montage/Service werden anhand gleichartiger Netzaufgaben organisiert, um Arbeitsteilung und fachliche Spezialisierung zu optimieren. Die Koordination der Funktionsbereiche im Hinblick auf die übergeordneten 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 € 105,4 Mio (Vorjahr: € 90,4 Mio) investiert haben, verfügt über eine Gesamtsystemlänge von 12.284 km (Vorjahr: 12.179 km).

Unser Segment „*Wärme und Gas unreguliert und reguliert*“ umfasst als Kerngeschäft die Fernwärme und den Geschäftsbereich Erdgas Netz, in denen die Tochtergesellschaften TIWAG-Next Energy Solutions GmbH und TIGAS-Wärme Tirol GmbH die wesentlichen Investitionen tätigen. Im Berichtsjahr haben unsere Tochtergesellschaften insgesamt € 31,0 Mio (Vorjahr: € 29,5 Mio) in die Modernisierung unseres Fernwärme- und Gasnetzes und in den Ausbau unseres Fernwärmenetzes investiert. Der Schwerpunkt lag dabei in der bedarfsorientierten Verdichtung der bestehenden Flächenversorgungsnetze.

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

Darüber hinaus ist in diesem Segment auch das Beteiligungsportfolio, das sich unter anderem aus Beteiligungen an der VERBUND AG, der Energie AG Oberösterreich und der Innsbrucker Kommunalbetriebe AG zusammensetzt, enthalten.

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 Kautertal, in Prutz, Imst, Silz, Kühtai, Achensee, Kirchbichl, Langkampfen, Amlach und Kalserbach.

Gender Mainstreaming

Auf Binnen-Is und andere ästhetische Techniken des Gender Mainstreaming wird in den Abschnitten „Lagebericht und Konzern-Lagebericht“ sowie „Jahresabschluss und Konzernabschluss“ verzichtet, mit Kunden, Mitarbeiter etc. sind Kundinnen, Mitarbeiterinnen etc. ausdrücklich immer mitgemeint.

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 und darüber hinaus sind wir schwerpunktmäßig in anderen Bundesländern Österreichs, in Deutschland und in Südtirol tätig.

Geschäftsmodelle im unregulierten Energiebereich

Wir garantieren die sichere, nachhaltige und integrierte Versorgung unserer Kunden mit Strom, Wärme und Gas. Die Präsenz auf allen Stufen der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette und die flexible Stromerzeugung aus Wasserkraft sind die Grundlage für die Einteilung unserer Abnehmergruppen. Am Endkundenmarkt segmentieren wir die Kunden einerseits nach der Absatzmenge, der Verbrauchsstruktur, den Lastprofilen und der Abrechnungstechnik, andererseits nach der örtlichen Zugehörigkeit in Kunden im Kernmarkt Tirol und Kunden außerhalb Tirols. Im Standardkundensegment versorgen wir unsere Haushaltskunden, die einmal im Jahr abgerechnet werden, während wir im Monatsverbrauchssegment sowohl unsere Industrie- und Gewerbekunden als auch die Multisitekunden mit zertifiziertem emissionsfreiem Strom, Wärme und Gas beliefern. Im Großkundenbereich werden neben Kundenstruktur, Einkaufsverhalten und Abnahmevolumina spezifische Branchensegmente gebildet und im Weiterverteilensegment wird für regionale Energieversorgungsunternehmen in Tirol Strom zur Verfügung gestellt, damit diese ihre jeweiligen Vertragspartner versorgen können.

Neben den Endkundenmärkten sind wir als verlässlicher Handelspartner auf den Großhandelsmärkten für Strom und Gas tätig und 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 Regelenergie zu versorgen.

Unsere Kunden verwenden Energie in vielfältiger Weise, die von der Bereitstellung eines warmen Raumes, der Erzeugung hoher und niedriger Temperaturen bei Produktionsprozessen, der Ermöglichung von Mobilität, dem Antrieb von Elektromotoren, dem Einsatz von Informationstechniken bis zur Beleuchtung reicht. Unsere Wertangebote umfassen sowohl die klassische Versorgung unserer Kunden mit Strom, umweltfreundlicher Fernwärme und Gas als auch die Erbringung von Zusatzprodukten und innovativen Energiedienstleistungen, die ökologischen Ansprüchen genügen. Erwartet werden von uns eine nachhaltige Erzeugung, günstige Preise, innovativer Grünstrom, individuelle Vertragskonzeptionen sowie transparente Abrechnungsverfahren. Immer mehr Kunden wollen Energie effizienter nutzen und von den Digitalisierungschancen profitieren. Unseren Privatkunden bieten wir Energie zu günstigen Preisen an. Die Geschäfts- und Gewerbekunden, die laufend nach Rationalisierungspotenzialen suchen, unterstützen wir aktiv mit unseren sicheren und qualitativ hochwertigen Komplettangeboten und die Key Accounts erhalten zum zertifizierten Strom aus Wasserkraft energienahe Dienstleistungen, hohe Flexibilität und auch eine Kombination von Energieträgern als attraktives Produktbündel.

Die einzelnen Kundensegmente bedingen unterschiedliche Anforderungen. Versorgungssicherheit, günstige Preise, flexible Vertragslaufzeiten, die Qualität der gelieferten Energie und Kompetenz in der technischen Beratung werden von uns kundenindividuell kombiniert. Diese ungleichen Kriterien beeinflussen die Auswahl der jeweiligen Verkaufs-, Distributions- und Kommunikationskanäle. Je nach Reichweite, Sortimentsbreite und Beratungsintensität differenzieren wir zwischen traditionellen und innovativen Marketingkanälen und unterscheiden in Key-Account-Management für Großkunden, regionale Betreuung der Privat- und Gewerbekunden,

Servicecenter und Internet. Zur Vereinfachung von Prozessen und zur Bündelung der Nachfrage bedienen wir Marketingkanäle in Kooperation mit anderen Partnern. Die Eintrittsbarrieren für den Energiehandel auf den Großhandelsmärkten und den Energiebörsen, die Teilnahme an den Auktionen auf den Regelenenergiemärkten sowie die Versteigerung von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitätsrechten sind hoch. Die entsprechenden Distributions- und Kommunikationskanäle sind stark standardisiert und strukturiert.

Im Geschäftsjahr beliefen sich die Stromerlöse im Konzern auf € 2.018,3 Mio (Vorjahr: € 2.473,1 Mio), das ergibt einen Anteil von 80,8 % (Vorjahr: 82,3 %) der gesamten Umsatzerlöse. Im unregulierten Strombereich sind die wichtigsten Haupttreiber der Erlöserzielung die Strommarktpreise und die in unseren Kraftwerken produzierte Strommenge. Aus geographischer Sicht werden die Erlöse überwiegend im Heimmarkt erzielt. Die Gaserlöse, die überwiegend in Österreich erzielt werden, belaufen sich auf 16,6 % (Vorjahr auf 16,1 %) der Konzern-Umsatzerlöse. Wichtige Erlöstreiber im unregulierten Gasgeschäft sind die Preisentwicklungen auf den internationalen Gasmärkten und die in Heizgradtagen gemessenen Temperaturen.

Unsere Wertangebote, die wir unseren Kunden in den unterschiedlichsten Kundensegmenten zur Verfügung stellen, setzen entsprechende Schlüsselressourcen voraus. Mit unseren Kraftwerksanlagen sind wir in der Lage, nachhaltig Strom aus Wasserkraft zu erzeugen. Für uns ist der optimale Einsatz unserer Kraftwerksanlagen, die bestmögliche Vermarktung der Eigenerzeugung, die optimale Energiebeschaffung und die Absicherung des Vertriebs von zentraler Bedeutung. Mit unseren Pumpspeicherkraftwerken gleichen wir die Schwankungen in der Produktion und im Verbrauch aus, weil sie abhängig von der Netzauslastung als Erzeuger oder Verbraucher fungieren können. Die Kraftwerke verfügen sowohl über einen sehr hohen Wirkungsgrad als auch über ein hervorragendes Verhältnis zwischen Energieeinsatz bei Bau und Betrieb und der Energie, die über die Lebenszeit der Anlage erzeugt wird.

Des Weiteren sind die Anlagen schwarzstartfähig, d.h. sie brauchen keine Energie von außen, um den Betrieb aufnehmen zu können. Wir erzeugen damit qualitativ hochwertige Flexibilitätsprodukte und sind in der Lage Systemdienstleistungen, wie Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung anzubieten. Darüber hinaus stellen wir Kraftwerksleistung für Netzdienstleistungen (Blindleistungserbringung, Schwarzstartfähigkeit) zur Verfügung.

Für anlagenintensive Unternehmen ist die finanzielle Ausstattung zentral. Der TIWAG-Konzern finanziert das Vermögen durch vorhandenes Eigenkapital und fristadäquates Fremdkapital. Im Zuge des Tiroler Kraftwerksausbaus, der Transformation des Wärmemarktes und der laufenden Digitalisierung der Energienetze sind die erforderlichen Kapitalbeschaffungen von zentraler Bedeutung. Als technisches Unternehmen, das auf nationalen und internationalen Märkten agiert, sind die entsprechenden menschlichen Schlüsselressourcen von überragender Bedeutung – ohne gut geschultes und motiviertes Personal ist die Erfüllung des Wertangebots an unsere Kunden nicht möglich.

Durch das Auftrennen der Wertschöpfungsstufen sind neue, untereinander verbundene Märkte entstanden, die flexibel zu bearbeiten sind. Die Koordination der 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, andererseits erfordern sie leistungsfähige Managementsysteme zur Profitabilitäts-, Risiko- und Anreizsteuerung. Neben den Handelsprozessen und dem damit verbundenen Portfolio- und Risikomanagement ist eine weitere Schlüsselaktivität die Ausrichtung und Fokussierung auf attraktive Kundensegmente.

Wir beziehen unterschiedliche Ressourcen von Geschäftspartnern außerhalb der Organisation und sind in den unterschiedlichen Geschäftsfeldern aktiv. Dabei gilt

es, die Interessen zahlreicher Gruppen, wie Aktionär, Kunden, Mitarbeiter, Vertreter der Politik, Nichtregierungsorganisationen (NGO), Anwohner, Medien, öffentliche Institutionen, Kooperations- und Geschäftspartner und Lieferanten auszugleichen. Erst ein Netzwerk aus Zulieferern und strategischen Partnern ermöglicht unser Geschäftsmodell. Für den Bau, die Erweiterung und die Instandhaltung unserer Kraftwerke benötigen wir eine große Anzahl von spezifischen Lieferanten über einen langen Zeitraum.

Im Rahmen der Umsetzung unseres Geschäftsmodells entstehen Kosten. Als integriertes Energieversorgungsunternehmen bauen wir Kraftwerke, erzeugen selbst Energie und transportieren die produzierte und beschaffte Energie zu unseren Kunden. Eine sichere Energieversorgung ist nur durch qualifiziertes Personal und den Einsatz von Erzeugungs- und Verteilernetzanlagen und einer risikooptimierten Energiebeschaffung möglich. Auf der Grundlage der zu erfüllenden unternehmensspezifischen Aufgaben sind die wichtigsten Kostenpositionen Energiebeschaffungs- und Personalkosten; des Weiteren bedingt die hohe Anlagenintensität einen umfangreichen Fixkostenblock.

Geschäftsmodelle im regulierten Energiebereich

Für eine zuverlässige Energieversorgung und für die Realisierung der Energiewende sind leistungsfähige Netze unabdingbar. Auch unsere Kernprodukte, Strom, Wärme und Gas, werden über leitungsgebundene Energienetze verteilt. Die Gesamtsystemlänge unseres Stromverteilernetzes beträgt 12.284 km (Vorjahr: 12.179 km) und unser Gasnetz ist 3.970 km (Vorjahr: 3.960 km) lang.

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

Unseren Netzkunden bieten wir mit unseren regulierten Energieverteilernetzen einen diskriminierungsfreien Netzzugang, Versorgungssicherheit und eine hohe

Dienstleistungsqualität auf den unterschiedlichen Spannungs- und Druckebenen an. Erwartet wird von uns eine versorgungssichere und netzstabile, ökonomische und ökologische Durchleitung von Energie an alle Kunden im Netzgebiet. Damit gewährleisten wir gegenüber den Einspeisern die Abnahme und gegenüber den Endkunden eine sichere und störungsfreie Durchleitung der Energie. Die zunehmende Digitalisierung und die Modernisierung der Netzinfrastruktur schafft neue, innovative Energielösungen mit Zusatznutzen. Unsere digitalen Dienstleistungen umfassen beispielsweise die diversen Online-Angebote im Haushaltskundenbereich, ein breites Spektrum von Ladelösungen zu einheitlichen und transparenten Tarifen im Elektromobilitätsbereich, intelligente Messsysteme, die anspruchsvolle Integration von Prosumern mit ihren Photovoltaikanlagen im 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 und Kooperationen zu unseren Marktpartnern.

Die wesentlichen Einnahmen generieren wir aus den Systemnutzungsentgelten der Endkunden. 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.

Für integrierte Energieversorger, die leitungsgebundene Energien (Strom, Wärme und Gas) anbieten, sind kapitalintensive Sachanlagen, das 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 Lieferanten und zu IT-Anbietern wesentlich.

Leistungsfähige und moderne 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 Netzkunden von sinkenden Netztarifen profitieren können. Konkret können damit jene Netzbetreiber, die die Effizienzvorgaben übererfüllen, für eine bestimmte Periode höhere Renditen erwirtschaften.

Neue Geschäftsmodelle

Obwohl die Stromerzeugung aus unseren Wasserkraftanlagen für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in Tirol unverzichtbar ist, sind mittlerweile auch die neuen erneuerbaren Energien, insbesondere die Photovoltaik, in Verbindung mit neuen Energiespeichermöglichkeiten ein wichtiger Faktor in der Energieversorgung. Sowohl die energiepolitischen Rahmenbedingungen als auch die klimastrategischen Überlegungen des Landes Tirol in Kombination mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz gehen in Richtung einer erneuerbaren und dezentralen Energieerzeugung. Diese energie-

klimapolitischen Entwicklungen sind ein wichtiger Grund dafür, dass sich die traditionelle Wertschöpfungskette immer weiter auflöst. Als Folge davon entstehen neue Teilmärkte mit eigenständigen Wachstumspotenzialen. Die neuen Energielösungen (Wärme, Erneuerbare Gase, Photovoltaik, Lade- und Betankungsinfrastruktur, Innovative Energiesysteme) unterscheiden sich im Hinblick auf Werttreiber, Wettbewerber, Prozesse, Risiken, Kapitalkosten, Fähigkeiten und Erfolgsfaktoren von den bisherigen Geschäftsmodellen der integrierten Energieversorgung. Diesen beschriebenen Rahmenbedingungen stellen wir uns, indem wir die etablierte, umweltfreundliche Fernwärme und die Photovoltaikaktivitäten inklusive dezentrale Batteriespeicher, Elektromobilität und Erneuerbare Gase sowie die innovativen Aktivitäten in einer eigenständigen Einheit zusammengeführt haben. Im Berichtsjahr haben wir die Geschäftsbereiche Photovoltaik und Elektromobilität in unser Tochterunternehmen TIWAG-Next Energy Solutions GmbH übertragen. Die Festlegung der zukünftigen Struktur des Fernwärmegeschäfts im Konzern steht noch aus, die entsprechenden Schnittstellen zwischen den Tochterunternehmen TIGAS-Wärme Tirol GmbH und der TIWAG-Next Energy Solutions GmbH werden in den kommenden Jahren bereinigt.

Im Wärmebereich wird der klimapolitisch erwünschte Ausstieg aus fossilen Energieträgern mittelfristig zu einer tiefgreifenden Veränderung des Wärmemarktes führen. Laut den Energiezielen des Landes Tirol soll bis 2040 eine weitgehende Dekarbonisierung der Wärmeversorgung erreicht werden. Der Ausstieg aus den fossilen Energieträgern wird unser Geschäftsmodell der Wärmeversorgung aus Erdgas, welches als Brückentechnologie noch über einen längeren Zeitraum relevant sein wird, maßgeblich verändern. Dieser Transformationsprozess erfordert ein konzernweites, koordiniertes Vorgehen und ausreichend finanzielle Mittel für die notwendigen Investitionen in den Aufbau einer alternativen Wärmeversorgungsinfrastruktur. In einem ersten Schritt haben wir im Geschäftsjahr von der Innsbrucker Kommunalbetriebe AG die 14-%-Anteile an unserer Tochtergesellschaft, der TIGAS-Erdgas Tirol GmbH, die in weiterer Folge in TIGAS-Wärme Tirol GmbH umfirmiert worden ist, erworben.

Im Berichtsjahr haben wir weitere Photovoltaikprojekte, die im Wege von Marktprämien oder Investitionsförderungen nach dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz subventioniert werden, installiert und in Betrieb genommen. Zusätzlich zur Eigenproduktion übernehmen wir auch den Überschussstrom von Dritten, die die selbst erzeugte Energie nicht unmittelbar selbst verbrauchen, sondern in das öffentliche Netz einspeisen.

3. KONZERNSTRATEGIE UND UNTERNEHMENSLEITBILD

Dem Vorstand obliegt es die Führungsentscheidungen zu treffen, die notwendig sind, um die langfristige Funktionsfähigkeit des Unternehmens zu gewährleisten. Zu den grundsätzlichen Aufgaben gehört die Festlegung der langfristigen Unternehmensziele sowie die Gestaltung der strategischen Ausrichtung, die die Grundlage des operativen Geschäftes ist und deren Umsetzung durch den Aufsichtsrat überwacht wird.

Die aktuelle gültige Konzernstrategie basiert auf den seit 2019 laufend überarbeiteten Analysen, die die jeweiligen Umfeldentwicklungen berücksichtigen. Im Vorjahr wurden im Strategie-Workshop des Aufsichtsrates unter Beiziehung eines externen Experten die strategischen Herausforderungen ausführlich erörtert und festgehalten, dass insbesondere im Geschäftsfeld Gas und Wärme die Strategie aufgrund der ordnungspolitischen Rahmenbedingungen tiefgreifend zu evaluieren ist. Im Nachgang zum Strategie-Workshop hat der Vorstand die Konzernstrategie anhand der beiden Arbeitsblöcke „Stromgeschäft“ sowie „Gas- und Wärmegeschäft, Photovoltaik“ überprüft.

Auf Basis dieser Evaluierungen hat der Aufsichtsrat im Vorjahr eine längerfristige und belastbare Festlegung der Konzernstrategie zur Kenntnis genommen und diese im laufenden Geschäftsjahr nochmals überprüft. 2023 hat der Gesamtvorstand die wesentlichen Punkte der Strategie weiter ausgearbeitet und die betroffenen Bereiche und Abteilungen haben vertiefte Ausarbeitungen

zu den Funktionalstrategien erarbeitet. Dabei hat die Einschätzung der erforderlichen Ressourcen und die Priorisierung der sich aus den Funktionalstrategien ergebenden Umsetzungsprogramme eine wesentliche Rolle gespielt, um dem Aufsichtsrat einen Überblick darüber geben zu können, welche Maßnahmenpakete realistisch umsetzbar sind.

In die Funktionalstrategien wurden auch die Abschätzungen des Landes Tirol über die zukünftige Entwicklung der Wärmepumpenanlagen miteinbezogen. Ergänzend zu den Funktionalstrategien wurden parallel die finanziellen Belastungen in mehreren Szenarien dargestellt. Dabei wurde ein besonderes Augenmerk auf die Entwicklung der Eigenkapitalisierung des Konzerns bei unterschiedlichen Investitionsvolumina und Dividendenausschüttungen sowie die Auswirkungen auf die Verschuldungsquote und den Finanzierungsbedarf gelegt.

Der Aufsichtsrat hat im Juni 2023 die Funktionalstrategien im Detail erörtert und zustimmend zur Kenntnis genommen. Näher erörtert wurden die Funktionalstrategien zu Wasserkraftausbau, Photovoltaikausbau, Wärme, Netzausbau, Vertrieb und Beschaffung.

Unser Unternehmensleitbild lautet:

- (1) Die TIWAG-Gruppe steht für eine sichere, nachhaltige und integrierte Strom-, Gas- und Wärmeversorgung in Tirol.
- (2) Die TIWAG-Gruppe orientiert sich am Kundennutzen und bietet ihren Kunden in den definierten Zielmärkten innovative, kerngeschäftsnahe, qualitativ hochwertige Energieprodukte und Leistungen zu wettbewerbsfähigen Preisen an.
- (3) Die TIWAG-Gruppe unterstützt die europäischen und nationalen Energieziele und ist eine treibende Kraft für den ökologischen Wandel in der Strom-, Gas- und Wärmeversorgung in Tirol.
- (4) Die TIWAG-Gruppe ist wirtschaftlich erfolgreich, ein attraktiver Arbeitgeber und ein verlässlicher und vertrauenswürdiger Geschäftspartner vor Ort.

4. STEUERUNGSSYSTEM

Der Vorstand leitet eigenverantwortlich im Rahmen des Unternehmensgegenstandes zum Wohl des Unternehmens, unter Berücksichtigung der Interessen des Aktionärs und der Mitarbeitenden sowie des öffentlichen Interesses die Gesellschaft. Die Konkretisierung und Präzisierung dieser Leitmaximen erfordert ein unternehmensindividuelles Steuerungssystem.

Zur Steuerung unseres Konzerns nutzen wir, ausgehend vom Istzustand laut Jahresabschluss, ein Planungs- und Controllingsystem, das einen detaillierten, zeitnahen Einblick in die voraussichtliche und zukünftige Entwicklung unserer Vermögens-, Finanz- und Ertragslage ermöglicht. Auf der Grundlage der Rahmenbedingungen, der Zielvorgaben des Vorstandes und der erwarteten Geschäftsentwicklung erstellen wir jährlich unsere Mittelfristplanung, die Budgetwerte für das kommende Geschäftsjahr und Planzahlen für die Folgejahre enthält. Der Gesamtvorstand legt in weiterer Folge 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.

Als weitere wichtige Steuerungskennzahlen fungieren neben Umsatz und Investitionen in immaterielle Anlagen und Sachanlagen sowohl die Kapitalstruktur, die wir mittels Eigenkapitalquote (Shareholders' Equity Ratio) und Verschuldungsfaktor (Consolidated Net Debt zu EBITDA) messen, als auch die Finanzkraft, die wir anhand der Cash-Flows, der verfügbaren liquiden Mittel und der Höhe und Struktur der Fremdfinanzierung quantifizieren. Des Weiteren sind für unsere wertorientierte Unternehmenssteuerung die Marktwerte unserer Beteiligungen und die Performance unserer Pensionskassenveranlagungen wesentlich.

Diese finanziellen Steuerungskennzahlen sind Teil unserer Balanced Scorecard, die auch zusätzliche Messgrößen für weitere Perspektiven umfasst. Insgesamt enthält unsere Balanced Scorecard neben den Finanzen noch die drei Felder Beschäftigte, Prozesse und Markt.

In der Marktperspektive werden die Märkte und Marktsegmente, in denen sich Mutter- und Tochterunternehmen bewegen, dargestellt. Als Leistungsmaßstäbe gelten die Marktpreise auf den diversen Spot- und Terminmärkten, die Zinssätze und die Marktanteile im Kernmarkt und den Märkten in Österreich und Deutschland. In der Prozessperspektive werden die kritischen internen Prozesse, die für unser Unternehmen wesentlich sind, erfasst. Zu den wichtigsten Indikatoren zählen hier die Anzahl der Kundenkontakte, die Anmeldungen am Kundenportal, die Anzahl der Ladesysteme und Lade-

Finanzkennzahlen	Einzelabschluss		Konzernabschluss	
	2023 T€	2022 T€	2023 T€	2022 T€
EBIT	124.037,5	124.406,0	127.843,0	127.757,0
EBITDA	218.926,7	207.120,4	252.957,9	237.506,6
Ergebnis vor Steuern	194.383,4	204.149,4	195.400,3	212.133,9

vorgänge sowie die Ausschöpfung der Investitions- und Instandhaltungsprojekte im unregulierten und regulierten Bereich. Die Beschäftigtenperspektive enthält unter anderem Mitarbeiterzahl, Überstundenanteile sowie Freizeitguthaben und 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 von dezentralen Technologien samt Digitalisierung in unsere Versorgungssysteme und entwickeln Produkte und Dienstleistungen, mit denen Kunden Energie noch effizienter nutzen und damit ihre Lebensqualität oder Wertschöpfung weiter steigern können. Unsere Innovationstätigkeiten umfassen neben Inhouse-Leistungen Partnerschaften mit Forschungseinrichtungen und Universitäten sowie Kooperationen mit der öffentlichen Hand. Im Berichtsjahr haben wir wiederum an ausgewählten Projekten zu Forschung und Entwicklung mitgewirkt, diese abgewickelt und zum Teil auch selbst initiiert.

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

Im geplanten österreichischen Leitfaden zum Thema Schwall soll die Methodik hinsichtlich hydrologischer, biologischer und energiewirtschaftlicher Bewertung zusammengefasst und eine einheitliche Vorgangsweise bei der Umsetzung der Maßnahmen gewährleistet werden. Die Grundlagen dafür stammen zum Teil aus dem Forschungsbericht SuREmMa+ und werden auch im

interdisziplinären Projekt „ÖkoResch – Erreichung des Guten Ökologischen Potenzials in hochalpinen Restwasserstrecken und schwallbelasteten Gewässern“ erarbeitet. ÖkoResch ist ein sechsjähriges Forschungsvorhaben, umgesetzt vom Institut für Hydrobiologie und Gewässermanagement in Kooperation mit dem Institut für Wasserbau, Hydraulik und Fließgewässerforschung der Universität für Bodenkultur Wien, das im Auftrag des Österreichischen Bundesministeriums für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus, Österreichs Energiewirtschaft und den maßgeblichen Energieversorgungsunternehmen Österreichs abgewickelt wird. Die zugrundeliegenden Konzepte werden integrativ und interdisziplinär erarbeitet, indem fächerübergreifende Untersuchungen durchgeführt und diese in Kreisen der Wissenschaft, Behörden und Wirtschaft abgestimmt werden.

Die Entwicklung des Oberen Inn wird in einem umfangreichen Forschungsprojekt „Pre- und Post-Monitoring GKI“ gemeinsam mit der Universität für Bodenkultur Wien begleitet.

II. WIRTSCHAFTSBERICHT

1. RAHMENBEDINGUNGEN

Gesamtwirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die Wirtschaftsentwicklung in der EU hat sich ab dem zweiten Halbjahr 2023 deutlich reduziert. Von der Stagnation sind nahezu alle Nachfragekomponenten betroffen. Das BIP-Wachstum belief sich 2023 auf 0,6 %, für die Jahre 2024 und 2025 wird mit einer moderaten Wachstumsbeschleunigung auf 0,7 % bzw. 1,7 % gerechnet. Die Inflation ist im Euroraum aufgrund sinkender Energiepreise, nachlassender Lieferengpässe sowie den Auswirkungen der Straffung der Geldpolitik weiter zurückgegangen.

Die HVPI-Inflation für das Jahr 2023 ist auf 5,4 % gesunken und liegt im Euroraum damit spürbar unter den 8,4 % des Jahres 2022. Für die Jahre 2024 und 2025 rechnet die Europäische Zentralbank (EZB) mit einem weiteren Inflationsrückgang auf 2,7 % bzw. 2,1 %. Einen erheblichen Beitrag zu einer zeitnahen Rückkehr der Inflation auf den Zielwert leisten die EZB-Leitzinsen, die durch den EZB-Rat auf Basis der verfügbaren Wirtschafts- und Finanzdaten im Geschäftsjahr 2023 in mehreren Schritten von 2,50 % auf 4,50 % erhöht worden sind. Der Arbeitsmarkt im Euroraum entwickelte sich ungeachtet der schwachen Konjunktur weiterhin robust.

Österreichs Wirtschaft ist seit Ende des Geschäftsjahres 2022 von einer Stagflation, der Kombination aus hohen Inflationsraten und stagnierendem Wirtschaftswachstum, geprägt. Die Befürchtungen einer deutlichen Rezession haben sich im Berichtsjahr zwar nicht erhärtet, obwohl nachfrageseitig die Konsumausgaben der privaten Haushalte und die Investitionen sowie entsehungsseitig die Wertschöpfung der Unternehmen, insbesondere der Bausektor, ab Mitte des Geschäftsjahres kontinuierlich zurückgegangen sind. Das reale Bruttoinlandsprodukt (BIP) hat sich 2023 in Österreich um 0,7 % reduziert.

Die HVPI-Inflation, die durch Lieferengpässe und Energiekrise stark beschleunigt wurde, betrug im Geschäftsjahr 7,8 % und wird in den Folgejahren 2024 mit 4,0 % und 2025 mit 3,1 % prognostiziert. Die sehr hohe Inflation zu Beginn des Jahres hat sich angesichts der deutlichen Erhöhungen der Leitzinsen und dem ab dem zweiten Halbjahr nachlassenden Druck auf den Energie- und Nahrungsmittelmärkten zwar entspannt, lag aber weiterhin deutlich über dem angestrebten mittelfristigen Ziel von 2 %. Im Jahresverlauf 2023 hatte die fallende Energieinflation den größten Anteil am Sinken der Gesamtinflation. Mit den Preisrückgängen auf den Energiemärkten und deren Weitergabe an die Verbraucher ist eine Verminderung der generellen Teuerung festzustellen, obwohl die Verbraucherpreisinflation ohne Nahrungsmittel und Energie, die sog. Kerninflation, über Zweitrundeneffekte verhältnismäßig hoch geblieben ist.

Die Arbeitslosenquoten befinden sich nach wie vor am Tiefststand, der Konjunkturabschwung schlägt aber mittlerweile auch auf den Arbeitsmarkt durch. Der nachlassende Preisdruck ab dem zweiten Halbjahr 2023 und die zum Jahresende festgelegten hohen Lohnabschlüsse führen ab 2024 zu Reallohnsteigerungen und damit auch zur Zunahme des privaten Konsums. Die volkswirtschaftliche Produktion ist durch den Arbeitskräftemangel eingeschränkt. Wenn mittelfristig die Produktivitätszuwächse den Mangel an Arbeitskräften nicht kompensieren können, entsteht für Österreich zukünftig ein Wettbewerbsproblem. Bei den österreichischen Staatsschulden ist festzustellen, dass die Konjunkturstützungsmaßnahmen das Budgetdefizit erhöht haben und durch die zeitverzögerte hohe Teuerung die Staatsausgaben weiter zunehmen werden.

Energie- und umweltpolitische Rahmenbedingungen

Die im Jahr 2022 durch den Ukrainekrieg ausgelöste Energiepreis- und Versorgungssicherheitskrise hat in ganz Europa einen Diskussionsprozess ausgelöst, der in weiterer Folge zu einer öffentlichen Konsultation der Europäischen Kommission zur Reform der Gestaltung des EU-Strommarktes geführt hat. Aufbauend auf diese Konsultation hat die Kommission im Frühjahr 2023 einen Vorschlag für eine Verordnung zur Verbesserung der Gestaltung der Elektrizitätsmärkte in der EU erarbeitet. Erklärtes Ziel der Reform war es, die Verbraucher besser vor starken Preisschwankungen zu schützen, eine sichere Versorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien zu gewährleisten und die Widerstandsfähigkeit des Marktes zu stärken. Die Kommission beabsichtigte nicht in den seit mehr als 20 Jahren bestehenden Strompreisbildungsmechanismus einzugreifen, vielmehr wollte sie den Erzeugern erneuerbarer Energie eine Herausnahme aus dem Merit-Order-System ermöglichen.

Konkret sollte aus Erzeugersicht eine kurzfristige Vermarktung an den Großhandelsmärkten durch langfristige Vertragsstrukturen (Power Purchase Agreements) und zweiseitige Differenzverträge (Contracts for Difference), bei der die volatile und nicht bekannte, zukünftige Markt-

preisentwicklung abgesichert wird, ersetzt werden. Das EU-Parlament hat Mitte September eine eigene Position dargestellt und am 17.10.2023 hat sich der EU-Rat (27 Energieministerinnen und Energieminister) auf eine gemeinsame Linie verständigt. Der Rat und das Parlament haben am 14.12.2023 eine vorläufige Einigung über die Reform der Elektrizitätsmärkte in der EU erzielt. Auf Basis dieser Grundlagen wurden nunmehr Trilogverhandlungen gestartet.

Nachdem im Rahmen des europäischen Green Deal, dem zentralen Baustein der Klimapolitik der EU, das Ziel der Netto-Treibhausgas Reduktionen bis 2030 von 40 % auf mindestens 55 % verschärft wurde, hat die Kommission mit dem „Fit for 55“-Paket 2021 einen Vorschlag zur Aktualisierung der bisherigen Klimagesetzgebung, der auch eine Anpassung der nationalen Zielvorgaben erforderlich machte, vorgelegt.

Im Geschäftsjahr 2023 wurde das Legislativpaket Fit for 55, welches eine Reihe von Vorschlägen zur Überarbeitung und Aktualisierung der EU-Rechtsvorschriften enthält, vom Europäischen Gesetzgeber weiter vorangetrieben. Bereits im Frühjahr haben die EU-Staaten die Reform des EU-Emissionshandelssystems (ETS), die Einrichtung eines Klimasozialfonds, die Einführung eines CO₂-Grenzausgleichssystems (CBAM), die Schaffung eines separaten Emissionshandelssystems für Verkehr und Gebäude ab 2027 sowie neue Regeln für den Emissionshandel in der Luft- und Schifffahrt beschlossen. Die europäischen Anpassungen zu den CO₂-Emissionseinsparungen hat in Österreich zu einer Verschärfung der Treibhausgasreduktion von bisher -36 % auf -48 % jeweils gegenüber 2005 im Nicht-Emissionshandelsbereich geführt.

Bei den beiden anderen wesentlichen europäischen Klimaschutzinstrumenten, dem Ausbau der Erneuerbaren Energien und der Erhöhung der Energieeffizienz, wurden im März 2023 die Trilogverhandlungen zur Überarbeitung der Energieeffizienz-Richtlinie und der Erneuerbare-Energien-Richtlinie abgeschlossen. Nach der aktualisierten Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III)

sollen der Anteil erneuerbarer Energien am EU-Energieverbrauch bis 2030 von 32 auf mindestens 42,5 % und in der neuen Energieeffizienz-Richtlinie die Einsparungen beim Energieverbrauch bis 2030 um 11,7 % im Vergleich zu 2020 angehoben werden. Für Österreich bedeutet die europäische Vorgabe eine Steigerung des Erneuerbaren-Anteils von 36,4 % im Jahre 2021 auf mindestens 60 % innerhalb der nächsten sechs Jahre.

Die Europäische Kommission hat am 28.11.2023 einen Aktionsplan vorgestellt, um den Ausbau und die Modernisierung der Stromnetze zu beschleunigen. Mithilfe dieses 14-Punkte-Aktionsplanes soll unter anderem eine langfristige Netzplanung, schnellere Genehmigungsverfahren und ein leichter Zugang zu Finanzmitteln für Netzprojekte ermöglicht werden.

Die 28. UN-Klimakonferenz (COP28) fand am 30.11. bis 13.12.2023 in Dubai statt. Im Vorfeld zu dieser Konferenz wurde erstmals eine weltweite Bestandsaufnahme zur Überprüfung der im Klima-Übereinkommen von Paris vereinbarten Ziele durchgeführt. In der Schlussklärung beschlossen die Staaten sich von den fossilen Energieträgern in gerechter, geordneter Weise abzuwenden, um im Jahr 2050 Treibhausgasneutralität zu erreichen. Die Kapazität erneuerbarer Energien soll bis 2030 verdreifacht und die Energieeffizienz jährlich verdoppelt werden. Als emissionsfreie bzw. emissionsarme Technologien wurden neben den Erneuerbaren Energien auch die Kernenergie, Wasserstoff sowie CO₂-Abscheidung und CO₂-Speicherung genannt.

Aus nationaler Sicht ist der bereits im Geschäftsjahr 2022 eingebrachte Entwurf eines Erneuerbaren-Wärme-Gesetzes durch eine im Oktober 2023 eingebrachte Regierungsvorlage eines Erneuerbaren-Wärme-Pakets, bestehend aus dem Erneuerbaren-Wärme-Gesetz und Förderungen für den Heizungstausch, ersetzt worden. Das neue Gesetz bringt ab 01.01.2024 ein Verbot von Gasheizungen in Neubauten, während der bis 2035 bzw. 2040 im Erstentwurf vorgesehene verpflichtende Tausch von bereits bestehenden Öl- und Gasheizungen nicht gekommen ist. Der Heizungstausch, der innerhalb

der Länderkompetenzen noch detailliert geregelt werden kann, wird nunmehr mit durchschnittlich 75 % der dabei entstehenden Kosten gefördert.

Das Erneuerbare-Gase-Gesetz wurde bereits zu Beginn des Geschäftsjahres im Ministerrat beschlossen und mit 15.02.2023 zur Begutachtung ausgesendet.

Zur Förderung von erneuerbaren Gasen ist im Gesetzesentwurf ein Quotenmodell vorgesehen, das den Gasversorger dazu verpflichtet, zukünftig einen bestimmten Anteil an fossilem Erdgas durch erneuerbares Gas zu substituieren (Grün-Gas-Quote). Konkret soll der Anteil der erneuerbaren Gase bis zum 31.12.2030 auf 7,7 % der im Vorjahr an Endverbraucher im Bundesgebiet verkauften Gasmengen erhöht werden. Ende 2030 soll das zu substituierende Volumen mindestens 7,5 TWh betragen. Wird die Grün-Gas-Quote nicht erfüllt, so sieht der Entwurf vor, dass für die Fehlmenge ein Ausgleichsbetrag in Höhe von derzeit 15 Cent/kWh zu leisten sein wird.

Seit 23.03.2023 ist die Änderung des Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetzes (UVP-G 2000), das unter anderem den Ausbau von erneuerbaren Energien und den erforderlichen Leitungen unter Einhaltung eines hohen Umweltschutzniveaus vorantreiben soll, wirksam. Konkret werden die Genehmigungen von Vorhaben der Energiewende durch Festlegung des hohen öffentlichen Interesses beschleunigt und es ist nunmehr geregelt, dass im Verfahren die Zuerkennung einer aufschiebenden Wirkung bei nicht ausreichend substantiierten Beschwerden ausgeschlossen ist.

Die Energiekrisenbeitrags-Gesetze wurden am 29.12.2022 und die entsprechenden Detailregelungen in zwei Verordnungen am 26.06.2023 kundgemacht. Noch vor Verlautbarung der Verordnungen wurde das Bundesgesetz über den Energiekrisenbeitrag-Strom novelliert. Konkret wurde am 21.06.2023 die Obergrenze für Markterlöse, die nach dem 31.05.2023 erzielt wurden, von bisher € 140/MWh auf € 120/MWh reduziert. In der EKB-S-Umsetzungsverordnung wurden nähere Regelungen im Hinblick auf die Ermittlung der Bemessungsgrundlage sowie der Aufzeichnungs- und Übermittlungspflichten getroffen und in der EKB-Investitionsverordnung die

Absetzungsmöglichkeiten für begünstigte Investitionen spezifiziert.

Am 14.06.2023 wurde das Stromkosten-Ausgleichsgesetz 2022 kundgemacht, das eine Förderung von Unternehmen vorsieht, die indirekte CO₂-Kosten im Kalenderjahr 2022 zu tragen haben und einem tatsächlichen Risiko einer Verlagerung von CO₂-Emissionen ausgesetzt sind. Mit diesem Gesetz soll im Wege von direkten Zuschüssen das Risiko, dass es in bestimmten energieintensiven Branchen zu einer Zunahme von Produktionsstandortverlagerungen kommt, eingedämmt werden.

Am 15.06.2023 ist das umfassend überarbeitete Bundes-Energieeffizienzgesetz (EEffG 2023) in Kraft getreten. Mit diesem Gesetz wurde die bis 31.12.2020 wirksame Stammfassung des EEffG 2014 einfachgesetzlich novelliert und die unionsrechtlichen Vorgaben der Richtlinie 2018/2002/EU berücksichtigt.

Mit dem neuen Gesetz verpflichtet sich die Republik Österreich die Energieeffizienz zu verbessern und den absoluten Endenergieverbrauch im Zeitraum 01.01.2021 bis 31.12.2030 um mindestens 650 Petajoule zu senken. Eine der bedeutendsten Änderungen durch die Novelle ist das Ende der Lieferantenverpflichtung. Anstatt Maßnahmen zur Energieberatung und -einsparung anzubieten, sind Energielieferanten nunmehr verpflichtet, Beratungsstellen einzurichten.

Aufbauend auf den Regelungen der §§ 94-96 des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes hat das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) am 07.07.2023 erstmalig den österreichischen Netzinfrastrukturplan (ÖNIP) präsentiert.

Mithilfe dieses übergeordneten strategischen Planungsinstruments, das die Basis für den anstehenden Netzausbau und Netzausbau ist, soll die Planung der Strom- und Gasnetze mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien koordiniert werden. Anfang September 2023 wurde der Umweltbericht zum ÖNIP zur Stellungnahme veröffentlicht, der finale ÖNIP soll zu Beginn des Jahres 2024 vorliegen.

Der im Geschäftsjahr 2022 in Kraft getretene Stromkostenzuschuss, der ursprünglich im Zeitraum vom 01.12.2022 bis 30.06.2024 gewährt worden ist, wurde im Berichtsjahr um weitere sechs Monate bis 31.12.2024 verlängert. Die bereits erwähnte sechsmonatige Verlängerung des Stromkostenzuschusses gilt auch für den Stromkostenergänzungszuschuss und den Netzkostenzuschuss. Zur Eindämmung des Energiekostenanstiegs und zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Unternehmen in Österreich hat die Bundesregierung im Berichtsjahr auf Basis des Unternehmens-Energiekostenzuschussgesetzes (UEZG) den Energiekostenzuschuss 2 neu aufgelegt. Des Weiteren wurden die den Unternehmen und Haushalten entstandenen zusätzlichen Netzverlustkosten, die durch den massiven Anstieg der Großhandelspreise am Strommarkt verursacht worden sind, zum großen Teil abgedeckt. Konkret wurde im Wege einer Verfassungsbestimmung im § 53 (4) des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (EIWOG 2010) geregelt, dass im Jahr 2023 die Kosten für die Beschaffung von Netzverlustenergie im Ausmaß von € 186 pro MWh durch Bundesmittel gedeckelt sind. Der Umsatzsteuersatz für die Lieferung von kleinen Photovoltaikanlagen, die nach dem 31.12.2023 und vor dem 01.01.2026 ausgeführt werden, wurde auf 0 % gesenkt.

Am 16.11.2023 wurden die Erweiterungen der Speicherpflichtungen der Gasversorger, die Erdgas aus Russland beziehen, im Bundesgesetzblatt verlautbart. Demnach sind die Versorger verpflichtet, die Versorgung von geschützten Kunden im Zeitraum 01. Oktober bis 01. März für 45 Tage zu gewährleisten. Dieser Zeitraum reduziert sich auf 30 Tage, wenn nicht-russisches Gas eingelagert wird. Zudem wurde die Vorhaltung der strategischen Gasreserve bis 2026 verlängert.

Im Geschäftsjahr 2023 hat das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie am Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) gearbeitet, das das bestehende Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) ersetzen soll. Am 12.01.2024 hat das Ministerium den Gesetzesentwurf, der unter anderem verpflichtende Ausbaupläne der regionalen Verteilernetzbetreiber, flexible Netzzugänge

für Solar- und Windkraftwerke, stark erweiterte Informationspflichten gegenüber den Kunden und die Erhöhung der Rechtssicherheit bei Strompreisänderungen vorsieht, in Begutachtung geschickt. Ziel der neuen Vorschriften ist es, bestehende Marktregeln an neue Gegebenheiten anzupassen, um damit einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der europäischen und nationalen Energie- und Klimaziele leisten zu können.

Die Tiroler Landesregierung hat am 06.12.2023 eine Novelle des Tiroler Elektrizitätsgesetzes (TEG 2012) in Begutachtung versendet. Das Gesetzesvorhaben, welches am Sonderlandtag am 16.01.2024 beschlossen worden ist, verankert die Grundversorgungspflicht, damit auch im Falle eines vertragslosen Zustandes eine Versorgung zugunsten von Haushaltskunden und Kleinunternehmen sichergestellt ist.

Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

Viele Faktoren beeinflussen den aktuellen und zukünftigen Energiebedarf, die Einsparungs- und Effizienzpotenziale, die Energiebeschaffungsmöglichkeiten sowie den in technischer, wirtschaftlicher und regulatorischer Hinsicht erforderlichen Infrastrukturausbau. Weltweit nimmt die Nachfrage nach Strom zu. Nach der Internationalen Energieagentur (IEA) wird die weltweite Nachfrage nach Strom in den kommenden drei Jahren um durchschnittlich drei Prozent zunehmen. Dieses Wachstum wird unter anderem von der Energiewende und dem damit verbundenen Wechsel von fossilen hin zu alternativen Quellen in der Mobilität, im Wärme- und Kältesektor sowie durch die Industrie mitverursacht. Haupttreiber des erhöhten Stromverbrauchs in Europa sind Elektroautos, die Heizungsumstellung auf Wärmepumpe sowie die Elektrifizierung der Industrie. Dieser Trend führt dazu, dass einerseits der Anteil der Erneuerbaren am globalen Energieproduktionsmix anwächst, andererseits der Anteil von Kohle und Gas und damit auch die CO₂-Intensität der Stromerzeugung in den kommenden Jahren zurückgehen wird.

Bis 2030 hat sich Österreich das Ziel gesetzt, den Strombedarf auf das Jahr betrachtet zur Gänze aus erneuerbaren Energiequellen zu decken. Um das zu erreichen, braucht es insgesamt zusätzlich 27 TWh Strom

aus erneuerbaren Quellen. Dabei wird die geplante Strommenge auf unterschiedliche erneuerbare Quellen und damit auf Erzeugungstechnologien aufgeteilt. Konkret sollen Solarenergie 11 TWh, Wind 10 TWh, Wasser 5 TWh und Biomasse 1 TWh beitragen. Gefordert sind nicht nur Stromproduzenten, sondern auch die Netzbetreiber.

Im Geschäftsjahr 2022 ist der Wettbewerb an den österreichischen Strom- und Gasmärkten aufgrund der vielen ordentlichen Kündigungen von Kundenverträgen, dem Rückzug von Angeboten und dem Angebotsstopp für Neukunden quasi zum Erliegen gekommen. Die massive Zunahme der Energiepreise und die Verwerfungen auf den Märkten haben 2022 zu Preissprüngen bei Strom und Gas geführt. Mit der Entspannung der Preissituation auf den Großhandelsmärkten Anfang 2023 waren die Unternehmen der Energiebranche in der umgekehrten Situation, die Reduktionen zeitgerecht an die Endkunden weiterzugeben. Die Situation wurde noch dadurch verschärft, dass vor und nach Inkrafttreten des § 80 (2a) EIWOG die gesetzlichen Vorgaben zum Preisänderungsrecht unklar sind und offene Rechtsfragen bei der Grundversorgung bestanden. Seit Jahresbeginn 2023 hat sich der Wettbewerb wieder deutlich verschärft, alle Anbieter sind wieder offensiv am Markt aktiv.

In diesem schwierigen Umfeld haben wir unsere Kunden verlässlich versorgt und aufgrund unserer vorsorglichen Beschaffungsstrategie die Preiserhöhung im Österreichvergleich sehr spät durchgeführt. Die Rechtsunsicherheit einer korrekten Preisänderung hat auch TIWAG massiv getroffen.

Damit der Strommarkt gut funktioniert, ist es wichtig, dass die Stromgebotszonen die vorhandenen Leitungsempässe richtig abbilden. Derzeit wird für die Berechnung der erwarteten grenzüberschreitenden Übertragungskapazität in der seit 01.10.2018 bestehenden Gebotszone Österreich-Deutschland ein lastflussbasierter Ansatz zugrunde gelegt.

Konkret melden die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des Pre-Couplings die erwartete verfügbare Übertragungskapazität beim Joint Allocation Office (JAO)

an, das in weiterer Folge als expliziter Auktionator die Preisbildung durchführt. Die Übertragungsrechte werden auch implizit mit dem Day-Ahead-Spotmarkt an den Strommärkten zugeteilt. Mit der Auftrennung der gemeinsamen Preiszone hat sich in den letzten Jahren der Preisspread immer mehr vergrößert und zu erheblichen Wettbewerbsnachteilen der österreichischen Industriebetriebe geführt.

Die Gaswirtschaft steht vor einem großen Umbruch. Auch in der Gasbranche bestehen Rechtsunsicherheiten bei Änderungen von Gaslieferverträgen, die dem Konsumentenschutzgesetz unterliegen. Im Zuge der geplanten schrittweisen Umstellung von fossilem auf Grünes Gas ist voraussichtlich mit regelmäßigen Preisanpassungen zu rechnen, weshalb gesetzliche Regeln, die rechtssicher gewährleisten wie und welche Mehrkosten weiterverrechnet werden können, erforderlich wären.

Energiepreisentwicklung

Bereits gegen Ende des Geschäftsjahres 2022 setzte eine Entspannung an den Energiemärkten ein, die sich im ersten Quartal 2023 fortgesetzt hat. Die Großhandelspreise für Strom und Gas gingen deutlich zurück und fielen phasenweise unter das vor dem Krieg in der Ukraine verzeichnete Niveau. Insgesamt bewegten sich die Preise im Geschäftsjahr 2023 seitwärts mit sinkender Tendenz. Am letzten Handelstag des laufenden Geschäftsjahres notierte der Basepreis CAL 2024 bei € 95,72/MWh und der Peakpreis CAL 2024 bei € 108,62/MWh. Der Durchschnittspreis lag 2023 bei € 137,51/MWh (Base) und bei € 164,77/MWh (Peak).

Auch an den Spotmärkten sind die Preise gegenüber dem Vorjahr zurückgegangen. Die Strompreise am Spotmarkt für Deutschland für die Produkte Base und Peak lagen im Berichtszeitraum bei durchschnittlich € 95,18/MWh (Base) bzw. € 106,24/MWh (Peak).

Analog zum Strom ist auch der Gaspreis seit Beginn des Geschäftsjahres gesunken, weil sich die Risiken von Gasknappheiten wegen Verbrauchsreduktionen und den gestiegenen Kapazitäten für den Flüssiggasimport nach Europa reduziert haben. Durch den Angriff der Hamas auf Israel ist der Gaspreis Anfang Oktober kurzfristig

angestiegen, hat sich aber ab Mitte desselben Monats bis zum Jahresende hin deutlich reduziert. Der THE-Day-Ahead-Preis lag zu Jahresbeginn bei € 64,824/MWh und am Jahresende bei € 29,877/MWh, während am Terminmarkt der THE-Gas-Jahres-Kontrakt 2024 zu Jahresbeginn bei € 78,000/MWh und am Jahresende bei € 37,214/MWh lag. Die Durchschnittspreise (Day-Ahead) beliefen sich 2023 auf € 40,98/MWh und beim Gas-Jahreskontrakt auf € 53,59/MWh. Der TTF-Day-Ahead-Preis lag zu Jahresbeginn bei € 63,998/MWh und am Jahresende bei € 29,927/MWh, während am Terminmarkt der TTF-Gas-Jahreskontrakt 2024 zu Jahresbeginn bei € 75,500/MWh und am Jahresende bei € 36,397/MWh lag. Die Durchschnittspreise (Day-Ahead) beliefen sich 2023 auf € 40,52/MWh und beim Gas-Jahreskontrakt auf € 52,27/MWh.

Die Preise für Emissionszertifikate sind in den vergangenen Jahren kontinuierlich angestiegen. Lag der Preis nach Einführung des Emissionshandels im Jahr 2005 noch unter € 10/t, so hat sich dieser Anfang 2023 auf Werte zwischen € 80/t und € 100/t eingependelt. Der Hauptgrund für die steigenden Preise sind die von der Politik beschlossenen Verknappungen der Zertifikate.

Um Wettbewerbsverzerrungen hintanzuhalten hat die EU zum Schutz des europäischen Binnenmarkts einen CO₂-Grenzausgleich (Carbon Border Adjustment Mechanism) geschaffen. Ab dem 01.10.2023 startete die Übergangsphase, in der den Einführer von CBAM-Waren (Eisen, Stahl, Aluminium, Düngemittel, Zement, Wasserstoff oder Elektrizität) gesonderte Berichtspflichten treffen und erst ab dem 01.01.2026 wird mit dem verpflichtenden Erwerb von CO₂-Zertifikaten die Bepreisungsphase beginnen.

2. GESCHÄFTSVERLAUF

Im Geschäftsjahr 2023 haben wir erneut in einem sehr herausfordernden politischen und energiewirtschaftlichen Umfeld agiert. Wegen dieser anspruchsvollen Rahmenbedingungen blicken wir unternehmerisch auf ein schwieriges Geschäftsjahr zurück.

2023 hat die teils unsachlich geführte Diskussion um die Strompreise unserem Unternehmen geschadet. Rückblickend war diese Diskussion umso unverständlicher, als wir unsere Strompreise bis Ende Juli 2023 nicht erhöht haben und so einen der günstigsten Strompreise in Österreich anbieten konnten. Auch nach der Preis-anpassung war unser Strompreis der günstigste aller Landesenergiegesellschaften und der Verbund AG. Trotz dieses Umfelds konnten wir die jederzeitige Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit bei Strom, Gas und Wärme gewährleisten und ein gutes operatives Ergebnis auf Vorjahresniveau erwirtschaften, das wir zur Finanzierung der notwendigen Investitionen für die Transformation des Energiesystems dringend benötigen.

Zur Absicherung der Erdgasversorgung Tirols haben wir auch in diesem Winter ergänzend zur strategischen Gasreserve der Republik Österreich unseren eigenen Gasspeicher mit einem Volumen von 500 GWh bewirtschaftet.

Unser Ergebnis vor Steuern bewegte sich in der prognostizierten Bandbreite und lag im Einzelabschluss bei € 194,4 Mio und im Konzernabschluss bei € 195,4 Mio. Im Kerngeschäft hat die heimische, erneuerbare und CO₂-freie Wasserkraft aus den Bestandskraftwerken und den neu hinzugekommenen Anlagen sowie einer optimalen Vermarktung auf dem europäischen Strommarkt den wesentlichen Wertbeitrag zu unserem Ergebnis beigetragen. Das regulierte Netzgeschäft in Strom und Gas und das expandierende Wärmegeschäft haben angemessene und stabil wachsende Wertbeiträge gebracht.

Beim Kraftwerksausbau sind wir 2023 weiter vorangeschritten und die enorm hohen Investitionen haben wir aus eigener Kraft ohne Kapitalerhöhungsmaßnahmen bewältigt. Damit haben wir erneut die finanzielle Unabhängigkeit des Konzerns sichergestellt. Des Weiteren haben wir die Verschuldungsquote in einem Bereich stabilisiert, der die ausgezeichnete Bonität unserer Unternehmensgruppe wahrt.

Die herausfordernden Entwicklungen im abgelaufenen Jahr haben uns eindrucksvoll gezeigt, dass wir auch

starke Schwankungen der politischen und wirtschaftlichen Situation bewältigen können. Mit unserem breiten Geschäftsportfolio sind wir nach wie vor gut aufgestellt, damit wir nachhaltig und profitabel wirtschaften können.

Geschäftsentwicklung des Konzerns

Der Konzernumsatzerlös, der sich im Wesentlichen aus Strom- und Gaserlösen zusammensetzt, ist aufgrund der nachlassenden Energiepreise im Berichtsjahr um 16,9 % auf € 2.497,4 Mio (Vorjahr: € 3.003,7 Mio) gesunken. Das operative Konzernergebnis lag so wie im Vorjahr bei € 127,8 Mio (Vorjahr: € 127,8 Mio). Positiv auf das Konzernergebnis vor Steuern wirkte das gute Wasserjahr und die Vermarktung unseres selbst produzierten Stroms. Bereits im Vorjahr haben wir zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit einen Gasvorrat zu hohen Gaspreisen beschafft. Diesen Vorrat mussten wir zum Bilanzstichtag wegen des eingetretenen Gaspreisverfalls auch in diesem Jahr auf den niedrigen Börsenpreis abwerten.

Die Finanzergebnisentwicklung wurde durch unterschiedliche gegenläufige Faktoren beeinflusst. Aus unserer Verbund-Beteiligung haben wir im Geschäftsjahr 2023 Dividenden in Höhe von € 102,8 Mio erhalten, während gegenläufig dazu die Zinsaufwendungen für Fremdfinanzierungen und Sozialkapital zunahmen und auch in 2023 Nachschussverpflichtungen in die Pensionskasse zu leisten waren.

In Summe betrug das Konzernergebnis vor Steuern im Geschäftsjahr 2023 € 195,4 Mio (Vorjahr: € 212,1 Mio).

Auch unser langfristig angelegtes Investitionsprogramm, das wesentlich für unser nachhaltiges, zukünftiges Wachstum ist, konnten wir 2023 stark vorantreiben. Im Geschäftsjahr haben wir im Konzern in das Sachanlagevermögen € 350,2 Mio (Vorjahr: € 329,5 Mio) investiert. Die hohen Investitionen konnten nicht zur Gänze aus dem operativen Konzern-Cashflow, der im Berichtsjahr € 313,3 Mio (Vorjahr: € 182,8 Mio) betragen hat, erwirtschaftet werden. Der verbleibende Differenzbetrag wurde durch langfristiges Fremdkapital finanziert. Die ambitionierten, nachhaltigen Investitionen zur Unterstützung des Klimawandels sind der Hauptgrund dafür, dass die Nettoverschuldung während des Investitionsdurchführungszeitraums naturgemäß zunimmt. Konkret haben

sich im Geschäftsjahr 2023 die Nettoverschuldung, als Differenz zwischen den lang- und kurzfristigen Finanzverbindlichkeiten und der liquiden Mittel, um € 30,0 Mio auf € 915,5 Mio (Vorjahr: € 945,5 Mio) und das Verhältnis zwischen Nettoverschuldung zum Konzern-EBITDA von 2,88 auf 2,28 verbessert.

Geschäftsentwicklung der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG

Die TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG ist – wie bereits erwähnt – das Mutterunternehmen des TIWAG-Konzerns und im unregulierten Stromsegment tätig. Der Umsatz laut Einzelabschluss reduzierte sich wegen der gesunkenen Strom- und Gaspreise um € 165,9 Mio auf € 2.290,3 Mio (Vorjahr: € 2.456,1 Mio) und das operative Ergebnis bewegt sich mit € 124,0 Mio auf Vorjahresniveau (Vorjahr: € 124,4 Mio). Die Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen betragen im Berichtsjahr € 317,7 Mio und lagen damit um 7,1 % über dem Vorjahreswert von € 296,5 Mio.

Wesentliche Ereignisse im Geschäftsjahr 2023

- (1) Am 17.02.2023 haben sich Österreich und Deutschland in einem bilateralen Abkommen über die gemeinsame Verantwortung für die Nutzung und Befüllung der Erdgasspeicheranlagen und den Transport der gespeicherten Gasmengen im Fall einer Mangellage verständigt. In diesem Abkommen wurde auch geregelt, dass der Transit für Gas über Deutschland nach Tirol im Fall einer Gas-mangellage aufrecht bleibt. Des Weiteren wurde vereinbart, dass österreichische Unternehmen, die in den Gasspeicher Haidach oder 7Field Gas eingelagert haben, ihre Speichermengen auch in einem Notfall über Deutschland nach Österreich transportieren können, sofern technische Gründe dem Transit nicht entgegenstehen. Unabhängig davon ist für die Gewährleistung der Erdgas-Versorgungssicherheit eine rasche Fertigstellung der Verbindungsleitung zwischen Tirol und Salzburg („Hochfilzenleitung“) und somit ein direkter Zugang zu den Erdgasspeichern in Oberösterreich unabdingbar. Die Arbeiten am neuen Hochdruck-Erdgas-Transitanschluss nach Tirol haben bereits begonnen, die rund 20 km lange Gasnetz-

Lücke zwischen Saalfelden und der Landesgrenze in Hochfilzen soll mit Ende 2024 geschlossen werden.

- (2) Im Februar 2023 hat das Handelsgericht Wien in einem durch den Verein für Konsumenteninformation (VKI) angestregten Verfahren gegen die Verbund AG in der ersten Instanz erkannt, dass neben formellen Mängeln in den Allgemeinen Geschäftsbedingungen (AGB) auch die fehlende Berücksichtigung der Eigenerzeugung im Konzernverbund zu einer Unwirksamkeit der im Mai 2022 vorgenommenen Preisanpassung führt. Im September 2023 folgte das Oberlandesgericht Wien dem Handelsgericht darin, dass die Preisänderungsklausel zwar unzulässig sei, begründete dies aber ausschließlich anhand des AGB-Rechts. Das Verfahren ist mittlerweile beim OGH, eine Letztentscheidung steht noch aus.
- (3) Parallel zu den bestehenden rechtlichen Unsicherheiten zur Änderung der vertraglich vereinbarten Entgelte von Verbrauchern nach dem Konsumentenschutzgesetz und Kleinunternehmern hat die Arbeiterkammer Tirol ein Rechtsgutachten zur Umsetzung von Strompreisanpassungen nach § 80 (2a) EIWOG eingeholt, das im Wesentlichen das Urteil des Handelsgerichts Wien bestätigt. Auf Basis dieses Gutachtens hat uns der Verein für Konsumenteninformation (VKI) in weiterer Folge auf Unterlassung der Verwendung von Wertsicherungsklauseln in den Allgemeinen Lieferbedingungen geklagt. Mittlerweile sind vier Klagen anhängig, die sowohl die Preiserhöhung zum 01.06.2022 als auch die Preiserhöhung zum 24.07.2023 betreffen. Die bisherige Diskussion zeigt wie schwierig es ist, unter den aktuellen rechtlichen Möglichkeiten eine rechtlich belastbare Preisgestaltung vorzunehmen. Unerklärt ist nach wie vor, wie zukünftige Preisanpassungen von Unternehmen, die über physikalische Eigenerzeugung verfügen, rechtsicher durchgeführt werden können. Unabhängig davon geben wir Preissenkungen schnell und unmittelbar an unsere Kunden weiter. Konkret haben wir seit dem 01.01.2024 unseren Arbeitspreis im

Neuprodukt abzüglich Boni auf € 12,70 Cent/kWh exkl. Umsatzsteuer gesenkt und garantieren, dass bis Ende 2024 der Arbeitspreis nur gesenkt, aber nicht erhöht werden kann.

- (4) Im Jänner 2024 hat das Bezirksgericht Innsbruck in der ersten von der Arbeiterkammer Tirol eingebrachten Klage gegen uns entschieden. Nach eingehender Analyse des erstinstanzlichen Urteils und intensiven Verhandlungen mit der Arbeiterkammer Tirol verzichteten wir auf eine Berufung gegen das Urteil. Die mit der Arbeiterkammer Tirol getroffene Vereinbarung sieht zudem eine Entlastung vor, die Details zur Auszahlung wurden erarbeitet und in weiterer Folge kommuniziert.
- (5) Am 12.05.2023 hat der Aufsichtsrat den seit vielen Jahren geplanten Bau des Kraftwerks Tauernbach-Gruben genehmigt. Mit diesem Baubeschluss ist ein weiterer Meilenstein für einen nachhaltigen Ausbau der heimischen Wasserkraft erreicht worden. Nach jahrelanger Vorbereitung ist rasch mit der Umsetzung begonnen worden.
- (6) Zur Neuausrichtung unserer Wärmeversorgung aus Erdgas und zur Optimierung der Konzernstrukturen haben wir im Juni 2023 den von den Innsbrucker Kommunalbetrieben gehaltenen 14 %-Anteil an unserem Tochterunternehmen, der TIGAS-Erdgas Tirol GmbH (nunmehr: TIGAS-Wärme Tirol GmbH), erworben und verfügen seitdem über 100 % der Anteile.

2.1. Stromgeschäft (unreguliert)

Stromaufbringung

Regenerativ erzeugter Strom ist Schlüsselement und Bindeglied zur Energiewende. In Tirol hat die Wasserkraft, die erneuerbaren, sauberen, zuverlässigen, flexiblen Strom zu Spitzen- und Grundlastzeiten liefert, einen großen Anteil an der Energieerzeugung. Wir sind der größte Stromerzeuger aus Wasserkraft in Tirol. Mit unseren Lauf- und Schwellwasserkraftwerken und 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. Der Kraftwerkspark, der über eine Nennleistung von 1.651 MW (Vorjahr: 1.642 MW) verfügt, ermöglicht es uns, optimal auf die Gegebenheiten der Energiemärkte einzugehen. Die kurzfristigen Leistungsanpassungen unserer Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke ermöglichen die Erzeugung von Flexibilitätsprodukten und die Zurverfügungstellung von Systemdienstleistungen. Auch im Falle von Blackouts können unsere schwarzstartfähigen Kraftwerke den notwendigen Strom liefern, damit der Netzbetrieb wieder aufgenommen werden kann und die reguläre Stromversorgung wiederhergestellt wird.

Unsere Stromaufbringung besteht aus Eigenerzeugung in unseren (Pump)Speicher-, Lauf- und Schwellkraftwerken, Abtausch und Fremdstrombezug. Im Geschäftsjahr 2023 haben wir 3.499 GWh (Vorjahr: 2.993 GWh) Strom in unseren eigenen Anlagen erzeugt, das sind um 506 GWh mehr als im Jahr davor. Auf die Speicherkraftwerke entfallen 1.995 GWh (Vorjahr: 1.693 GWh) und auf die Lauf- und Schwellkraftwerke 1.504 GWh (Vorjahr: 1.300 GWh). Die Hauptursache für die höhere Eigenproduktion liegt darin, dass der Zufluss zu den Wasserkraftwerken wegen der Niederschläge im Berichtszeitraum höher als im Jahr davor war. Die gesamte aufgebrachte Strommenge belief sich im Geschäftsjahr 2023 auf 12.412 GWh (Vorjahr: 14.322 GWh).

Weil wir unseren Strom nahezu ausschließlich aus Wasserkraft produzieren, ist für unser Geschäft die Wasserführung der Flüsse sehr wichtig. Da wir im Winterhalbjahr nicht in der Lage sind, mit den eigenen Kraftwerken ausreichend Strom für die Versorgung unserer Kunden zu erzeugen, müssen wir in dieser Zeit Strom am internationalen Großhandel zu gestiegenen Preisen zukaufen.

Im Geschäftsjahr 2023 haben das hohe Preisniveau und die starken Schwankungen am Strom- und Gasmarkt eine allgemeine Reduktion und zudem Verlagerung der Handelsvolumina von physischen auf finanzielle bzw. börsennotierte Strom- und Gasprodukte gebracht, da mit höheren Preisen die Risikolimits zwischen den

Handelshäusern schon mit kleineren Geschäften ausgeschöpft sind. In diesem dynamischen Handels- und Marktumfeld hat sich die Beschaffung für das Kundenportfolio und die produktadäquate Vermarktung der Erzeugung drastisch erschwert.

Die wesentlichen Randbedingungen für die Beschaffung von Strom und Gas zur Deckung der Kundennachfrage des Vertriebs sind die sehr hohe Preisvolatilität und die zeitweise sehr geringe Liquidität am europäischen Großhandelsmarkt für Strom und Gas. Zusätzlich hat sich das Kontrahentenrisiko erhöht. Als Reaktion auf diese Risikoerhöhung ist – wie bereits erwähnt – eine Verlagerung von OTC-Handelsgeschäften (Forward) zu Börsengeschäften (Futures) festzustellen, was wiederum den Finanzierungsaufwand für Börsengeschäfte ansteigen lässt. Des Weiteren ist bei Vertriebskunden auch eine Tendenz zur Verlagerung vom Terminmarkt auf den Spotmarkt festzustellen. Ein weiterer Gesichtspunkt ist der Umstand, dass eine höhere Flexibilität bei den Preisanpassungen für die Tarifkunden auf der Abgabenseite eine Adaptierung der Beschaffungsstrategie erfordert. Obwohl es uns gelungen ist die Preise für die Privatkunden deutlich länger niedrig zu halten als die meisten anderen Strom- und Gaslieferanten, haben wir im Berichtsjahr unsere Beschaffungsstrategie weiter optimiert, um Preisänderungen am Energiemarkt künftig schneller an unsere Kunden weitergeben zu können.

Stromverwendung

Auf Basis unserer langjährigen Geschäftsbeziehungen und der Entwicklung des Wettbewerbs konnten wir unsere Marktposition im Geschäftsjahr 2023 weiter ausbauen. Mit rund 236.000 Kundenverträgen haben wir im Berichtsjahr ca. 13.000 Haushaltskunden mehr als vor der Energiekrise sicher versorgt. Die Absatzmengen an unsere Tarifkunden haben gegenüber dem Vorjahr leicht zugenommen. In unserem Kernmarkt Tirol lag der Stromabsatz im Jahr 2023 bei 3.941 GWh (Vorjahr: 4.167 GWh), das sind um 5,4 % bzw. 226 GWh weniger als im Vergleichszeitraum des Vorjahres. Dieser Mengenrückgang ist ausschließlich auf die geringeren Absatzmengen der Sondervertragskunden und unserer Weiterverteiler zurückzuführen.

Der Stromabsatz, der alle Handels-, Vertriebs- und Tauschaktivitäten umfasst, lag im Geschäftsjahr unter dem Niveau des Vorjahres. Konkret wurden im Berichtsjahr 12.412 GWh (Vorjahr: 14.322 GWh) Strom abgesetzt. Dieser mengenmäßige Rückgang im Rahmen der Stromverwendung 2023 ist überwiegend auf die geringeren Handelsmengen am Spotmarkt zurückzuführen.

Das Geschäftsjahr 2023 war auf der Stromverwendungsseite von den rechtlichen Unsicherheiten bei der Durchführung von Preisänderungen geprägt. Wir haben zu Beginn des Geschäftsjahres unsere Allgemeinen Lieferbedingungen (ALB) im Hinblick auf § 80 (2a) EIWOG angepasst und bei E-Control angezeigt. Unsere Kunden haben wir über die Änderungen unserer ALB's schriftlich informiert und gleichzeitig mit deren Versand den Abschluss eines Neuvertrags mit neuen Produkten zu günstigeren Konditionen angeboten. Nachdem wir im ersten Halbjahr des Geschäftsjahres die Preise auf einem sehr günstigen Niveau gehalten haben, haben wir ab dem 24.07.2023 die Strompreise erhöht. Im neuen Stromprodukt „comfort privat“ haben wir ausgehend von einem Arbeitspreis von 20,90 Cent/kWh (netto) und einem Grundpreis von € 20,00 p.a. unter Berücksichtigung eines Aktionsbonus für den Wechsel in den Neuvertrag in Höhe von netto 2,00 Cent/kWh und eines TIWAG-Bonus von netto 3,20 Cent/kWh, einen Arbeitspreis von 15,70 Cent/kWh (netto) festgelegt.

Des Weiteren haben wir seit dem 01.01.2024 die Preise erneut gesenkt und bieten seitdem einen Arbeitspreis abzüglich Boni von 12,70 Cent/kWh (netto) an.

Aufgrund der Preisverwerfungen an den Strommärkten zahlt der Staat seit dem Vorjahr für Kunden mit einem Zählpunkt mit standardisiertem Lastprofil einen Stromkostenzuschuss für eine Strommenge, die am Durchschnittsverbrauch eines Dreipersonenhaushalts ausgerichtet ist.

Konkret wird ab einem Referenzenergiepreis von 10 Cent/kWh ein Grundkontingent von bis zu 2.900 kWh pro Jahr gefördert, der maximale Zuschuss kann im Berichtsjahr bis zu 30 Cent pro kWh betragen.

Unter Berücksichtigung dieser Bundeszuschüsse (Strompreise) führte die Preisanpassung zum 24.07.2023 für Kunden mit einem Jahresverbrauch von 2.900 kWh zu einer Erhöhung der Gesamtstromrechnung um rund € 8 pro Monat bzw. ca. 16 % der bisherigen Jahresrechnung und für Kunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh zu einer Erhöhung der Gesamtstromrechnung um rund € 13 pro Monat bzw. rund 22 % der bisherigen Jahresrechnung.

Mit der durchgeführten Preiserhöhung haben wir die bisherige Trennung der Tarife zwischen Bestands- und Neukunden aufgegeben und die Tarife auch auf ganz Tirol ausgeweitet. Das Neukundengeschäft außerhalb Tirols wurde im Berichtsjahr nicht bedient.

Gemäß Stromkennzeichnung nach dem Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 liefern wir Strom, der ausschließlich aus erneuerbaren Energieträgern stammt. Darüber hinaus bieten wir unseren umweltbewussten Kunden durch unser Tochterunternehmen Ökoenergie Tirol Grünstrom an, der zum überwiegenden Anteil aus Tiroler Wasserkraft erzeugt worden ist. Die Stromkennzeichnung ist auf der Stromrechnung der Kunden angegeben.

Des Weiteren können Privathaushalte ihre Photovoltaikanlagen schlüsselfertig durch uns über den TIWAG-Sonnenfonds errichten lassen. Im Berichtsjahr haben wir den Sonnenfonds nunmehr auch den Gemeinden zugänglich gemacht. Ab dem 01.07.2023 haben wir ein neues Vergütungssystem für die PV-Einspeisung eingeführt. Konkret wird für neu abgeschlossene PV-Einspeiseverträge bis 100 kWp der Vergütungspreis pro Quartal aus dem Mittelwert der Börsenpreise der letzten fünf Handelstage aus dem Vorquartal abzüglich eines Abschlags in Höhe von 20 % ermittelt.

Investitionen

Für eine erfolgreiche Energiewende ist eine Angebotsausweitung beim Strom und damit auch der forcierte Ausbau von Erneuerbaren Erzeugungsanlagen unabdingbar. Aus diesem Grund haben wir im Berichtsjahr in den Ausbau der erneuerbaren Energien und damit in

den ökologischen Umbau des Energiesystems erhebliche Investitionen getätigt. Uns ist bewusst, dass unsere Investitionen in den Bau von neuen Wasserkraftanlagen mit finanziellen Risiken verbunden sind, da die enorm hohen Anfangsinvestitionen über sehr lange Betriebszeiten zu amortisieren sind.

Im Berichtsjahr haben wir unsere Projekte engagiert fortgeführt und insgesamt € 317,7 Mio (Vorjahr: € 296,5 Mio) in bestehende Kraftwerke, in den Wasserkraftausbau Tirol, in das Verteilernetz, in Informationstechnologie und in sonstige Bereiche investiert. Unsere hohe Eigenkapitalquote und die ausgewogene Finanzierungsstruktur ermöglichen es uns, die hohe Investitionsquote auch in Zukunft fortzusetzen.

Unsere hohen klimafreundlichen Investitionen in die Wasserkraft, die der Umsetzung der Tiroler Energiestrategie dienen und ein wichtiger Wirtschaftsimpuls für das Land Tirol sind, setzen sich 2023 unter anderem aus den folgenden Neu-, Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen zusammen:

Die UVP-Genehmigung für unser Vorhaben Speicherwerk 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. Im Berichtsjahr haben wir die Vortriebsarbeiten im Triebwasserweg sowie die Ausbruchs- und Sicherungsarbeiten der Kraftwerkskavernen abgeschlossen, während der Vortrieb bei den Beileitungstollen wegen der schwierigen geologischen Verhältnisse durchwachsen war. Im Mai 2023 haben wir die Vorarbeiten für die Herstellung der Wasserfassungen gestartet und beim Natursteinschüttdamm, mit einem geplanten Schüttvolumen von 6,9 Mio m³, bauen wir das aus dem zukünftigen Speicherraum gewonnene Material Schicht für Schicht ein und verdichten dieses. Auf Basis der UVP-Genehmigung haben wir weitreichende Ausgleichsmaßnahmen fertiggestellt. Konkret haben wir ökologisch wertvolle Feuchtböden abgetragen und weiter hinten im Längental eingesetzt, Amphibien und andere Tiere umgesiedelt und für verlorene Almflächen große Flächen entsteint und urbar gemacht. Im

Rahmen von Waldverbesserungsmaßnahmen haben wir ca. 39.000 Bäume gepflanzt. Des Weiteren haben wir auch den Inn zwischen Stams und Rietz revitalisiert und Ausgleichsmaßnahmen an Gewässern im Öztal umgesetzt. Abgestimmt auf die geplante Inbetriebnahme des Unterwasserbeckens im Mai 2024 haben wir in der vergangenen Niederwasserperiode das Regulierungsbauwerk Unterwasserbecken Kraftwerk Silz hergestellt. Mit Fertigstellung des neuen Pumpspeicherkraftwerk Kühtai 2 und dem neuen Speichersee Kühtai kann erneuerbare Energie zeitlich flexibel erzeugt und Strom aus anderen erneuerbaren Energiequellen zwischengespeichert werden. Zukünftig wird damit Wasser aus dem Stubai- und dem Öztal an insgesamt sechs Wasserfassungen in ökologisch vertretbaren Mengen eingezogen und über einen rund 25 km langen Stollen zum Speicher Kühtai, der über ein Fassungsvermögen von rund 31 Millionen m³ verfügen wird, geführt. Mit dem zusätzlichen Wasser können ungefähr 216 Mio kWh pro Jahr mehr 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 Verfahren 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. Daraufhin hat die UVP-Behörde mit der neuerlichen Vollständigkeitsprüfung begonnen und in den daran anschließenden Besprechungen und der durchgeführten Befahrung des Projektgebiets haben wir den teilnehmenden Prüfgutachtern das Vorhaben und die Ergänzungen bzw. Änderungen in der Revision 3 erläutert.

Im Juli 2023 haben wir den ersten Teil des vierten Verbesserungsauftrages, welcher insgesamt 45 Fachgebiete umfasst, erhalten. Von den 45 Fachbereichen wurden bei 16 die Vollständigkeit bestätigt, bei 29 gibt es Rückmeldungen, die wir bis spätestens 31.10.2024 in die Unterlagen einarbeiten werden. Seit September 2023 halten wir Informationsforen mit Entscheidungsträgern aus dem Kaunertal, Ötztal und dem Tiroler Oberland ab.

Wir wissen, dass es in der Region Bedenken und Fragen gibt, die wir sehr ernst nehmen. Daher wollen wir umfassend und aus erster Hand über das Projekt selbst, den Stand des Verfahrens und über spezifische öffentlich diskutierte Themen zum Vorhaben informieren – von der künftigen Wasserversorgung über ökologische Aspekte bis zum Hochwasserschutz. Im Frühjahr 2024 sind weitere Informationsaktivitäten für die Bevölkerung in der Region geplant.

Das Projekt Tauernbach-Gruben, welches am 09.01.2013 zur UVP-Prüfung eingereicht worden ist, wurde mit Bescheid des Amtes der Tiroler Landesregierung bewilligt und nach Abschluss des Instanzenweges ist der Bescheid seit 18.03.2022 rechtskräftig. Das genehmigte Projekt soll das Gefälle des Tauernbaches zwischen der Schildalm und dem Ortsteil Gruben durch ein neu zu errichtendes Ausleitungskraftwerk nutzen. Mit dem neuen Kraftwerk kann bei einer Ausbauwassermenge von 9 m³/sec und einer Engpassleistung von 27,1 MW ein Jahresarbeitsvermögen von 85 GWh erzielt werden. Das entspricht rund 1,4 % des Tiroler Strombedarfs bzw. dem Verbrauch von 20.000 Haushalten. Der Aufsichtsrat hat am 12.05.2023 den seit vielen Jahren geplanten Bau des Kraftwerks Tauernbach Gruben genehmigt. Im Juli und August 2023 haben bereits die vorbereitenden Arbeiten für das neue Ausleitungskraftwerk in Matrei begonnen und am 06.10.2023 erfolgte der Spatenstich.

Im Spätherbst 2023 starteten wir den Tunnelvortrieb vom Südportal in Richtung Wasserfassung, während die Arbeiten an der Wasserfassung und beim Krafthaus voraussichtlich nach Ostern 2024 beginnen 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. Mitte Dezember 2023 fand im Beschwerdeverfahren eine mündliche Verhandlung statt, bei der das Bundesverwaltungsgericht zwei Gutachter aufgefordert hat die Gutachten in den Fachgebieten Gewässerökologie und Hydrologie bis Ende Mai 2024 zu ergänzen. Mit der UVP-G Novellierung 2023 wurde die Möglichkeit eröffnet, unter bestimmten Voraussetzungen die aufschiebende Wirkung von Beschwerdeeinwendungen abzuerkennen. Im Verfahren haben wir einen entsprechenden Antrag zur Aberkennung der aufschiebenden Wirkung für die Unterquerung A12 Inntal Autobahn gestellt und mittlerweile wurde dieser Antrag rechtskräftig zu unseren Gunsten entschieden. Im Projekt selbst arbeiten wir derzeit an den Ausschreibungsplanungen und haben die Verhandlungen mit den betroffenen Grundeigentümern gestartet. Mit dem geplanten Ausleitungskraftwerk zwischen Imsterberg und Haiming soll die im bestehenden Kraftwerk Prutz-Imst abgearbeitete Wassermenge über einen 14 km langen unterirdischen Triebwasserstollen noch einmal zur Stromgewinnung genutzt und das abgearbeitete Wasser über ein neu zu errichtendes Ausgleichsbecken, welches die Schwallssituation am Inn verbessern wird, rückgeführt werden. Es wird somit kein zusätzliches Wasser aus dem Inn eingezogen und kein zusätzliches Wehr am Inn errichtet. Nach Fertigstellung soll das unterirdische Kavernenkraftwerk rund 252 GWh Grundlaststrom für ca. 60.000 Haushalte erzeugen und die fehlende Winterdeckung des Tiroler Strombedarfs weiter verbessern.

Beim bestehenden Kraftwerk Schwarzach haben wir den zweiten Maschinensatz termingerecht im ersten Halbjahr 2023 in Betrieb genommen. Die budgetierten

und genehmigten Investitionskosten in Höhe von € 16,9 Mio konnten wir einhalten.

Bei dem im Vorjahr fertiggestellten und in Betrieb genommenen Grenzkraftwerk am Inn ist im Geschäftsjahr 2023 nunmehr auch das Dotierkraftwerk in Ovella in der Schweiz, welches eine Verbesserung der Schwall- und Sunksituation am Oberen Inn mit sich bringt, finalisiert worden. Im Zuge der finalen Renaturierungsmaßnahmen haben wir den Gewässerzustand verbessert und wertvolle Lebensräume für Fische und Kleintiere geschaffen. Die Fischpopulation wird im Rahmen eines Forschungsprojekts, das bis 2032 läuft, durch ein Pre- und Postmonitoring beobachtet.

Finanzierung

Unsere langfristige Finanzierungsstrategie zielt darauf ab, dass die Liquidität jederzeit abgesichert ist, genügend Liquiditätsreserven zur Verfügung stehen und ein langfristig solides Rating gewährleistet ist. Im Geschäftsjahr 2023 sind die Zinssätze für die Geldaufnahme stark angestiegen und damit hat sich die Strategie des Unternehmens, die günstigen Zinssätze der Vergangenheit für die langfristigen Finanzierungen des Kapitalbedarfs zu nutzen, bestätigt.

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

Unter dem Gesichtspunkt der Risikominimierung decken wir den Finanzbedarf durch ein Finanzierungsportfolio ab, das nach Instrumenten, Laufzeiten und Fremdkapitalgebern breit diversifiziert aufgestellt ist. Im Sinne unserer risikominimierenden Finanzierungsstrategie und unter Berücksichtigung der aktuellen Zins- und Kapitalmarktentwicklungen setzen wir eine breite Palette von Instrumenten ein. Sie besteht aus öffentlichen Investitionsfinanzierungen, Langfristfinanzierungen mit Banken, Kapitalmarktfinanzierungen und kurzfristigen Bankenfinanzierungen zur Überbrückung von Bedarfsspitzen.

Externe Finanzierungen werden zur Stärkung der Verhandlungsposition gegenüber Geschäftspartnern zentral

von der Konzernmutter für den gesamten Konzern durchgeführt und nach Bedarf innerhalb des Konzerns weitergeleitet. Konzernintern wird der langfristige Finanzierungsbedarf für Investitionen in den Tochtergesellschaften durch Gesellschafterdarlehen abgedeckt. Im Konzern haben wir einen Cash Pool eingerichtet, indem wir konzernintern die kurzfristige Liquidität steuern, beschaffen und sichern.

Der Ausbau der heimischen Wasserkraft, die gesetzlich geforderte Anschaffung von Smart Metern für den Netzbetrieb und unser intensives Investitionsprogramm in allen wesentlichen Geschäftsbereichen erfordern den verstärkten Einsatz von Finanzierungsmaßnahmen. Zur Deckung des sehr hohen, überwiegend langfristigen Gesamtfinanzierungsbedarfs stehen neben der starken Innenfinanzierungskraft und den eigenen Mitteln die bereits genannten Finanzierungsinstrumente zur Verfügung. Am 29.11.2023 hat uns die unabhängige Ratingagentur S&P Global das im Vorjahr zugewiesene Kreditrating „A+/stable“ erneut bestätigt. Mit dieser Bonitätseinstufung sollte es auch weiterhin möglich sein, langfristige Fremdfinanzierungen bei institutionellen Anlegern zu platzieren.

Der operative Cashflow, als wichtigste Finanzquelle des Konzerns und Ausdruck der Innenfinanzierungskraft, belief sich per 31. Dezember 2023 auf € 313,3 Mio (Vorjahr: € 183,8 Mio) und an liquiden Mitteln standen zum selben Stichtag insgesamt € 54,0 Mio (Vorjahr: € 185,1 Mio) zur Verfügung. Die Finanzverbindlichkeiten zum Jahresultimo betragen € 969,6 Mio (Vorjahr: € 1.130,6 Mio). Aufgrund des anhaltend hohen Investitionsvolumens haben wir im Geschäftsjahr 2023 die langfristigen Bankdarlehen um € 150 Mio (Vorjahr: € 175 Mio) aufgestockt. Diese Neuaufnahmen setzen sich aus der Ziehung weiterer Tranchen von bestehenden Krediten sowie der Neuaufnahme von Bankkrediten zusammen. Zum 31.12.2023 bestehen Anleihen in Höhe von € 110 Mio (Vorjahr: € 110 Mio) sowie mittel- und langfristige Bankverbindlichkeiten in Höhe von € 708 Mio (Vorjahr: € 625 Mio). Die Barvorlagen zum 31.12.2023 belaufen sich zum Jahresultimo auf € 80 Mio (Vorjahr: € 375 Mio).

Unsere umfangreichen Investitionen erfordern zur Sicherung der Liquidität des Unternehmens den jeder-

zeitigen Zugang zu unterschiedlichen Finanzierungsquellen auf verschiedenen Märkten, weshalb wir laufend die Entwicklungen auf den Geld- und Kapitalmärkten beobachten und bewerten. Ein starker operativer Cash-Flow, nicht ausgenutzte Kreditlinien, unser guter Zugang zu den Geld- und Kapitalmärkten und unser Konzern-Cashpooling sind die wichtigsten Säulen zur Absicherung der Liquidität. Die Liquiditätssteuerung erfolgt auf Basis einer rollierenden Liquiditätsplanung, mithilfe derer der laufende Geldbedarf festgestellt wird. Die Abdeckung erfolgt über kurzfristige, flexibel einsetzbare Finanzierungsinstrumente, wie der Aufnahme von Barvorlagen. Die turbulenten Entwicklungen auf den Energiemärkten haben im Vorjahr die Zahl und das Ausmaß der kurzfristigen Bedarfsspitzen der Liquidität deutlich erhöht. Angesichts dieser hohen Energiepreisschwankungen und der dadurch gestiegenen Liquiditätsanforderungen bei der Besicherung von Terminkontrakten haben wir im Vorjahr mit einem Bankenconsortium einen zusätzlichen verbindlichen, revolving ausnutzbaren Kreditrahmen in Höhe von € 300 Mio vereinbart. Innerhalb dieses Rahmens, der bis Ende 2027 eingeräumt worden ist, sind jederzeit kurzfristige Finanzierungen erlaubt. Zusätzlich steht uns ein nicht kommittierter kurzfristiger Barvorlagenrahmen in Höhe von € 450 Mio zur Verfügung. Diesen Rahmen haben wir im Geschäftsjahr 2023 nur zu einem geringen Teil ausgeschöpft.

Eine wesentliche Voraussetzung für die Umsetzung unserer Finanzierungsmaßnahmen ist die Wahrung der ausgezeichneten Bonität des Konzerns. Dabei wird die Verschuldung des Konzerns anhand des Verhältnisses zwischen Nettoverschuldung (Net-Debt) und dem Konzern-EBITDA gemessen. Im Geschäftsjahr 2023 beträgt der Faktor 2,28 (Vorjahr: 2,88)

2.2. Stromgeschäft (reguliert)

Allgemeines

Die TINETZ betreibt als unsere Netztochter das Stromnetz. 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.

Die TINETZ-Tiroler Netze GmbH verantwortet als sogenannter Independent System Operator (ISO) im 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 im Jahresabschluss der TIWAG bilanziert und die laufenden Abschreibungen im Wege des Pachtentgeltes an die Konzerntochter TINETZ weiterverrechnet.

Die Abgabe aus dem Stromnetz hat sich im Geschäftsjahr 2023 um 6,2 % bzw. 305 GWh auf 4.635 GWh (Vorjahr: 4.940 GWh) vermindert. Für diese transportierten Strommengen haben wir ein Netznutzungsentgelt in Höhe von € 189 Mio (Vorjahr: € 155 Mio) verrechnet.

Die Grundlage für die Berechnung der Netzentgelte war die Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 – Novelle 2023 (SNE-VO 2018 – Novelle 2023), die auf den Regelungen betreffend Ermittlung der Kostenbasis für die Netztarife für die 4. Regulierungsperiode (2019–2023) basiert. Unter Berücksichtigung sämtlicher Zuschläge und Abgaben und der systemimmanenten Veränderung des Regulierungskontos wurde im regulierten Strombereich ein Umsatz von € 226 Mio (Vorjahr: € 189 Mio) erzielt. Die energiewirtschaftlichen Verwerfungen im Geschäftsjahr 2022 haben auch das regulierte Stromgeschäft im Geschäftsjahr 2023 beeinflusst, weil die sehr hohen Strompreise auf den internationalen Energiemärkten auch den Einkauf der Netzverlustenergie für die Nutzung des vorgelagerten Netzes drastisch ansteigen ließ.

Die Rahmenbedingungen der Verteilernetze sind sehr anspruchsvoll, weil die Verteilernetze für einen massiven Ausbau der Erneuerbaren nicht gerüstet waren. Ursprünglich wurde das Leitungsnetz gebaut, um Elektrizität von wenigen, zentralen Kraftwerken zu vielen dezentralen Verbrauchern zu bringen. Die Energiewende

und die im Zuge des Ukrainekriegs erhöhte Nachfrage nach privaten Solaranlagen stellt diese Logik auf den Kopf. Ein Indikator dafür ist, dass 2023 bei uns die Anschlussanfragen bezüglich PV-Anlagen, Elektromobilität und Umstellung auf Wärmepumpen drastisch zugenommen haben. Bis zum Jahresende hat sich die Gesamtleistung der angeschlossenen Anlagen vervielfacht und damit ist ein verstärkter Netzausbau einhergegangen. Diese enorme Zunahme stellt die Netzbetreiber vor europaweite, logistische Herausforderungen, die zu entsprechenden Produktions- und Lieferengpässen führen.

Mit der Inbetriebnahme des neuen Kundenportals haben wir auf die massive Zunahme der Kundenanfragen reagiert und konnten damit die Durchlaufzeit für vollständige Anträge auf Zuteilung eines Zählpunktes für PV-Anlagen unter 20 kWp auf unter zehn Tage reduzieren. Für Anlagen größer 20 kWp ist eine manuelle Bearbeitung mit Durchführung einer Netzberechnung erforderlich. Die durchschnittliche Wartedauer liegt hier zwischen drei und vier Monaten. Auf der Grundlage der personellen Aufstockung werden wir alles daransetzen, die Bearbeitung der Anfragen zu beschleunigen.

Regulierungsrahmen

Netzbetreiber verdienen per se nichts, sondern erhalten die Kosten von den Kunden ersetzt, wenn der Regulator, die Energie-Control Austria, diese anerkennt. Eine wichtige Einnahmequelle ist der vom Regulator auf die getätigten Netzinfrstrukturinvestitionen (Regulatory Asset Base) gewährte, gewichtete Kapitalkostensatz (WACC). Wegen der herrschenden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und des stark angestiegenen Zinsumfelds ist die Bestimmung der Eigenkapitalverzinsung problematisch. Konkret hat die Behörde auf die enorme Zinsvolatilität und die Verwerfungen auf den Kapitalmärkten reagiert und erstmalig zwei Finanzierungskostensätze festgelegt – einen WACC für den Altbestand und einen WACC für Neuinvestitionen.

Im Sinne einer Anreizregulierung wurden vom Regulator auch Produktivitätsfaktoren definiert, auf Basis derer ein individueller Kostensenkungspfad für das Netzunternehmen festgelegt worden ist. Die Startkosten, der

gewichtete Kapitalkostensatz und der Kostensenkungspfad wurden bereits zu Beginn der vierten Regulierungsperiode, die vom 01.01.2019 bis 31.12.2023 gedauert hat, festgelegt.

Der Ausgangspunkt für die Festlegung der Kostenbasis des Jahres 2023 waren die behördlich festgestellten beeinflussbaren Netzkosten des Jahres 2016. In weiterer Folge wurden die beeinflussbaren Betriebskosten (OPEX) anhand der Zielvorgabe übergeleitet und die beeinflussbaren Kapitalkosten (CAPEX) mittels einer effizienzabhängigen Verzinsung berechnet. Die so ermittelten Kosten wurden unter Anwendung des Betriebskostenfaktors, der nicht beeinflussbaren Kostenpositionen, der Veränderung des Regulierungskontos und unter Berücksichtigung des systemimmanenten Zeitverzugs neu bestimmt. Abschließend wurden die verschiedenen Netzentgelte mit den Netzkosten saldiert, bis die für das Netznutzungsentgelt verbleibenden Kosten zur Feststellung verblieben sind.

Die Stromnetzentgelte sind in den vergangenen Jahren kontinuierlich gestiegen, weil massiv in den Ausbau der Netze investiert worden ist. Auch für die zukünftigen hohen Investitionen sind Planungssicherheit und angemessene regulatorische Rahmenbedingungen zwingend erforderlich. Die regulatorischen Rahmenbedingungen wurden für die 5. Regulierungsperiode, die vom 01.01.2024 bis 31.12.2028 dauern wird, neu festgelegt. Aus diesem Grund hat die Regulierungsbehörde im Geschäftsjahr 2023 alle Netzbetreiber mit einer Abgabemenge von über 50 GWh an Entnehmer im Jahr 2008 einer Kostenprüfung zur Bestimmung der Startkosten für die neue Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber unterzogen.

Die Genehmigung der grenzüberschreitenden Lieferungen zwischen den Netzbereichen Nord- und Südtirol ist noch ausständig. Nach der im Vorjahr durchgeführten Gründung der Tiroler Übertragungsnetz GmbH, deren alleinige Gesellschafterin unser Tochterunternehmen die TINETZ-Tiroler Netze GmbH ist, ist im Geschäftsjahr 2023 das laufende Zertifizierungsverfahren von der Regulierungsbehörde noch nicht abgeschlossen worden.

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. Neue Erzeugungsanlagen zu errichten reicht nicht aus, auch das Stromnetz muss massiv erweitert werden. Als Verteilernetzbetreiber sind wir gesetzlich verpflichtet, die Stromnetzinfrastuktur auszubauen und zu erhalten. 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 zur Erfassung und Nutzung der Daten ein wichtiger Teil unseres Investitionsprogramms sind.

Mit unseren im Berichtsjahr getätigten Investitionen in die Netzinfrastuktur in Höhe von € 105,4 Mio (Vorjahr: € 90,4 Mio) leisten wir einen wichtigen Beitrag für unsere Wirtschaft und ermöglichen mit unserem weit vorangeschrittenen Smart Meter Rollout eine bessere Integration der dezentralen Erzeugung erneuerbarer Energien und der Elektromobilität in unser Stromnetz. Neben den technisch-wirtschaftlichen Kriterien sind Umweltschutz und Nachhaltigkeit bei unseren Investitionsprojekten zentral.

Im Geschäftsjahr 2023 beträgt die Trassenlänge nach Erweiterung um 105 km insgesamt 11.702 km (Vorjahr: 11.597 km) und die gesamte Systemlänge beläuft sich auf 12.284 km (Vorjahr: 12.179 km). Der Verkabelungsgrad beträgt im Mittelspannungsnetz rund 74 % (Vorjahr: 73 %) und im Niederspannungsnetz rund 90 % (Vorjahr: 89 %). Auf der Verbraucherseite haben wir 2023 insgesamt 1.104 Kundenanlagen (Vorjahr: 1.093) mit einer Anschlussleistung von 41.740 kW (Vorjahr: 36.263 kW) an das Verteilernetz angeschlossen. Zusätzlich wurde die Anschlussleistung bestehender Anlagen um 20.986 kW (Vorjahr: 42.623 kW) erweitert. Damit hat sich der aus unserem Verteilernetz zu deckende Leistungsbedarf um 62.726 kW (Vorjahr: 78.886 kW) erhöht.

Aufgrund der herausfordernden wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen hat die Nachfrage nach Netzanschlüssen von Photovoltaik-Anlagen so wie im Vorjahr massiv zugenommen. Allein um die Zielsetzungen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG) erfüllen zu können, müsste es zu einer Vervielfachung der jährlichen Anschlussleistung gegenüber dem Vorjahr kommen. Durch ein entsprechendes Kapazitätskonzept und durch die Optimierung und Digitalisierung der Abläufe an Schnittstellen, haben wir auf die anstehenden Herausforderungen reagiert und alles darangesetzt, die Abwicklung der Angebotserstellung bestmöglich zu beschleunigen. Im Berichtsjahr wurden 7.223 Einspeiser (Vorjahr: 2.413) mit einer Engpassleistung von 126.960 kW (Vorjahr: 186.612 kW) an unser Verteilernetz angeschlossen und weitere 21.694 kW (Vorjahr: 6.273 kW) sind durch Anlagenerweiterungen dazu gekommen. Dabei handelt es sich überwiegend um Photovoltaik-Anlagen. In Summe wurden zum Ende des Geschäftsjahres ca. 17.800 (Vorjahr: 10.600) Photovoltaik-Erzeugungsanlagen mit einer gesamten Engpassleistung von ca. 270.000 kW (Vorjahr: 150.000 kW) an das Verteilernetz angeschlossen.

Versorgungssicherheit

Im Berichtsjahr konnten wir im Netzbereich sämtliche Prozesse und vor allem auch die kritischen Prozesse intern ohne relevante Einschränkungen abwickeln. Folgende externe, wetterbedingte Störungsereignisse haben uns im Geschäftsjahr 2023 vor große Herausforderungen gestellt:

Am 18.07.2023 hat eine massive Unwetterfront im Versorgungsgebiet für umfangreiche Einsätze der Störtrupps gesorgt. Besonders betroffen waren das Ötz- und Pitztal, das Zillertal sowie Teilbereiche im Sellraintal bzw. des Bezirks Lienz. Zeitweise waren bis zu 18.000 Haushalte in 31 Gemeinden unversorgt. Bis zum Folgetag konnte ein Großteil der Schäden behoben werden. Die Schäden betrafen alle Spannungsebenen und konnten nur durch gegenseitige Aushilfe über die Gebietsgrenzen hinweg bewältigt werden.

Wegen der starken Schneefälle mussten unsere Störtrupps Anfang Dezember 2023 in über 50 Einsätzen in knapp 60 Stunden ausrücken. Nach Wiederherstellung der Vollversorgung am 03.12.2023 haben wir die Schäden im Mittel- und Niederspannungsnetz aufgearbeitet und den Rückbau der Ersatzversorgungen erledigt. Von den Störungen waren rund 32.300 Haushalte in 64 Gemeinden betroffen, vor allem das Oberland mit dem Ötztal sowie das Unterland in den Bereichen Zillertal, Achental, Brandenburg, Breitenbach, Angerberg und Reith in Kitzbühel.

In der Nacht auf Freitag, den 22.12.2023, hat eine Schlechtwetterfront mit starken, lokalen Windböen wiederum zu zahlreichen Einsätzen unserer Störtrupps geführt. Besonders betroffen waren der Bereich rund um den Achensee sowie der Bezirk Kitzbühel. Insgesamt waren kurzfristig bis zu 12.000 Haushalte ohne Strom.

Trotz dieser Störungsereignisse lag die Verfügbarkeit der Stromversorgung im Berichtsjahr bei nahezu 100 %. Die durchschnittliche Nichtverfügbarkeit aus ungeplanten Ereignissen betrug im Berichtsjahr je Letztverbraucher 12,47 Minuten (Vorjahr: 13,98 Minuten).

Was die Einführung der intelligenten Messgeräte (Smart Meter) im Versorgungsgebiet anbelangt, so haben unsere Montageteams bis Jahresende 2023 insgesamt 191.200 Zähler gegen Smart Meter getauscht. Der Rollout liegt damit gut im Plan. Im Berichtszeitraum haben sich keine Änderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen ergeben, während die geplante Anpassung des EIWG (Elektrizitäts-Wirtschafts-Gesetz) voraussichtlich wesentliche Anpassungen beim Thema Smart Meter bringen wird.

2.3. Wärme und Gas (unreguliert und reguliert)

Allgemeines

Wir sind mit unseren Tochterunternehmen, der TIWAG-Next Energy Solutions GmbH und der umfirmierten TIGAS-Wärme Tirol GmbH (vormals: TIGAS-Erdgas Tirol GmbH), als Energiedienstleister am Wärmemarkt tätig und leisten mit der Gas- und Fernwärmeinfrastruktur, der Bereitstellung regenerativer Energieträger und bisher ungenutzter Wärmepotenziale einen wichtigen Beitrag zur Energiewende. Nach den turbulenten geopolitischen Verwerfungen des Vorjahres hat sich

die Situation zwar einigermaßen beruhigt, war aber auch 2023 sehr herausfordernd. Unserer Verpflichtung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sind wir durchgängig nachgekommen, Lieferstörungen sind keine eingetreten. Anhaltend volatile Marktpreise und eine schwer einzuschätzende Marktentwicklung haben das Geschäftsjahr maßgeblich beeinflusst. Während in den letzten Jahren die Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit in den Vordergrund gerückt sind, gewinnt die Umweltverträglichkeit zunehmend an Bedeutung. Die Dekarbonisierung bzw. der politische Druck zum Ausstieg aus fossilen Energien stellt uns in den nächsten Jahren vor besondere Herausforderungen. Auch im Fernwärmebereich ist die Dekarbonisierung ein wesentlicher Entwicklungsschritt, so müssen die aus dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz genannten Anteile an regenerativer Energie für die Wärmeerzeugung verpflichtend eingehalten werden.

Gas- und Wärmeaufbringung

Die milden Winter und der damit einhergehende geringere Verbrauch der Haushalte und der Industrie sowie die höheren Lieferungen von Flüssiggas nach Europa sorgten für eine Entschärfung bei der Erdgasaufbringung. Allerdings ist die Frage der langfristigen Gasversorgung in Europa weiterhin ungelöst bzw. wird sich erst mit den nächsten Jahren graduell mit dem Zubau von Flüssiggasterminals, einem Ausbau der Gasnetzinfrastruktur in der EU, der Sicherung von Flüssiggaslieferungen und umfangreicher Investitionen in den Ausbau von erneuerbarer Energie lösen.

Unseren im Vorjahr angelegten Gasspeicher verwenden wir, um die Einhaltung des Versorgungsstandards gemäß Vorgabe der E-Control zu ermöglichen, die Gasmengen für geschützte Mengen gemäß Energieleitengesetz an Vertriebskunden anbieten zu können und die Gasversorgungssicherheit in Tirol zu erhöhen. Wir können auch die Gastransporte zum Grenzübergabepunkt Kiefersfelden zu Höchstlastperioden in Tirol absichern und Gasmengen im Rahmen von Aktivitäten am Großhandelsmarkt nutzen.

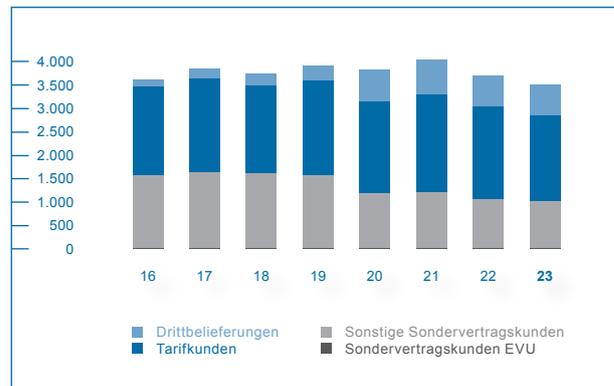
Da das Tiroler Gasnetz an das deutsche Gasnetz angeschlossen ist, waren wir in der Erdgasaufbringung im Geschäftsjahr 2023 unabhängig von russischem Gas.

Aufgrund der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist die Nachfrage nach Fernwärme auch 2023 angestiegen. Mit unserer Fernwärmetransportschiene zwischen Wattens und Innsbruck können wir ungenutzte industrielle Abwärmepotenziale in die Wärmeaufbringung einbinden. Als Grundlage für diese Einbindung dienen mehrere Kooperationsvereinbarungen, die wir mit unseren Geschäftspartnern abgeschlossen haben. Die von den diversen Wärmequellen stammende Wärme wird in die entlang dieser Fernwärmetransportschiene bereits bestehenden Wärmenetze und in das sukzessiv weiter ausgebauten Wärmenetz in Volders eingespeist. Für unsere weiteren Wärmeversorgungen in Ballungsräumen wie Lienz, Längenfeld und Kufstein kaufen wir Holz, der als nachwachsender Naturrohstoff die fossilen Brennstoffe in den ökobilanziellen Auswirkungen bei Weitem übertrifft, ein. Um die erhöhte Nachfrage nach Fernwärme in Zukunft bedienen zu können, wird der Ausbau von Biomasseheizkraftwerken unabdingbar sein. Auch der ordnungspolitische Rahmen – marktgetriebene oder öffentliche Energielenkung – ist nach wie vor noch im Fluss.

Die TIWAG-Next Energy Solutions GmbH betreibt zwei Fernwärmekraftwerke an den Standorten Lienz und Längenfeld. Im Geschäftsjahr 2023 wurden an die Kunden an den beiden Standorten insgesamt Wärme in Höhe von rund 103 GWh (Vorjahr: 107 GWh) und damit witterungsbedingt rund 1 % weniger als im Vorjahr geliefert. Außerdem wurden zwei weitere Fernwärmenetze in Jenbach und Kematen in Betrieb genommen, die künftig mit industrieller Abwärme bzw. einem noch zu errichtenden Biomasse-Heizwerk versorgt werden sollen.

Gas- und Wärmeabsatz

Der Absatz aus dem Verkauf von Erdgas und Biogas lag im Berichtsjahr preis- und mengenbedingt weit über dem Vorjahr. Die Temperaturen, gemessen in Heizgradtagen, waren 17,2 % (Vorjahr: 15,3 %) über dem langjährigen Durchschnittswert. Aufgrund der langfristigen Beschaffungsstrategie konnten wir unsere Gaspreise trotz der Turbulenzen an den internationalen Energiemärkten und der damit einhergehenden gestiegenen Energiepreise für unsere Bestandskunden über einen längeren Zeitraum stabil halten.



Gasabsatz (Netz) – nach Kundengruppen (in GWh)

Nach dem Auslaufen der Preisgarantie haben wir zum 01.07.2023 auf der Grundlage der Allgemeinen Lieferbedingungen im Standardkundensegment eine Preis-anpassung auf Basis der Preisentwicklung an der Erdgashandelsbörse „European Energy Exchange“ vorgenommen. Unter Berücksichtigung der Indexanpassung kostet ab diesem Zeitpunkt eine Kilowattstunde des Basisprodukts „comfort privat“ 12,5419 Cent. Zur Abfederung der stark gestiegenen Gaspreise haben wir allen unseren Kunden zusätzlich einen befristeten Aktionsbonus in Höhe von 2,60 Cent/kWh gewährt, sodass sich der neue Nettoenergiepreis auf 9,9419 Cent/kWh reduziert hat. Den ursprünglich bis Jahresende 2023 befristeten Bonus haben wir bis Jahresmitte 2024 und somit über die gesamte Heizperiode hinaus verlängert. Die Tarifanpassung zum 01.07.2023 führt bei Referenzhaushalten mit einem Jahresverbrauch von 10.000 kWh zu monatlichen Mehrkosten in Höhe von rund € 51 (brutto).

Seit Oktober 2022 wird von der Trading Hub Europe GmbH, dem Marktgebietsmanager für Deutschland, die deutsche Gasspeicherumlage in Höhe von € 0,59/MWh bzw. seit Juli 2023 in Höhe von € 1,45/MWh an österreichische Gasimporteure verrechnet. Mit dieser Umlage werden deutsche Gasversorgungssicherheitsmaßnahmen mitfinanziert, ohne dass dadurch ein entsprechender Nutzen für österreichische Marktteilnehmer generiert wird. Aus diesem Grund sind mehrere Beschwerden bei der Europäischen Kommission zur deutschen Gasspeicherumlage eingebracht worden, eine endgültige Entscheidung steht noch aus.

Was die Mengenkomponekte des Erdgasabsatzes angeht, so ist im Berichtsjahr der Absatz, alle Märkte zusammengerechnet, auf 4.683 GWh (Vorjahr: 5.546 GWh) gesunken. Der Absatz aus dem Verkauf von Erdgas und Biogas an Kunden in Tirol lag bei 3.089 GWh (Vorjahr: 3.314 GWh), das sind um 6,8 % weniger als im Jahr davor. Der Gasabsatz in Österreich außerhalb Tirols betrug im Berichtsjahr 892 GWh (Vorjahr: 1.290 GWh) und in Deutschland 679 GWh (Vorjahr: 942 GWh).

Die Anzahl der belieferten Zählpunkte reduzierte sich um 2.683 (Vorjahr: 332). Mit Jahresende 2023 belieferte die TIGAS insgesamt 52.041 (Vorjahr: 54.724) Tarifkunden.

Aufgrund der außergewöhnlichen Entwicklung der Gaspreise ist in den letzten beiden Jahren und auch in diesem Geschäftsjahr ein negatives operatives Ergebnis im Wettbewerbsbereich entstanden. Obwohl die TIGAS vollständig vom Einkauf im Großhandel abhängig und der Endkundenpreis an die Entwicklung des Gaspreises gekoppelt ist, war es uns wegen der Ausgestaltung von Lieferverträgen nicht möglich alle Kostenerhöhungen auf der Beschaffungsseite unmittelbar an die Kunden weiterzugeben.

Wir haben unser Engagement im Geschäftsfeld Fernwärme seiner zunehmenden Bedeutung Rechnung tragend weiter intensiviert. Der Kern dieses Geschäftsbereichs ist die im Jahr 2018 fertiggestellte Fernwärmehautschiene im zentralen Tiroler Siedlungsraum von Wattens bis Innsbruck. Der Wärmeabsatz betrug im Berichtsjahr 140.206 MWh (Vorjahr: 142.442 MWh), die Kundenzahl hat sich gegenüber dem Vorjahr um 23 % erhöht.

Erdgas- und Fernwärmenetze

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 angepasst. Unter anderem wurde die regulatorisch angesetzte Abschreibungsdauer für Neuinvestitionen verkürzt, die generelle Produktivitätsvorgabe reduziert und der Finanzierungskostensatz (WACC) aktualisiert. Für Neuinvestitionen wurde ein separater Finanzierungskostensatz wegen der sich stark verändernden Zinslandschaft eingeführt, um angemessene und notwendige Infrastrukturinvestitionen für die sichere Gasversorgung zu ermöglichen. Unter Berücksichtigung dieser Faktoren hat sich die Basistarifizierung ab 2023 verringert. Die Entgelte sind in der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 in der Novelle 2023 festgelegt worden.

Das Gasnetz ist aktuell in einer Transformationsphase und wird in der in den vergangenen Jahrzehnten beobachteten Form in Zukunft nicht mehr gegeben sein.

Der gesellschaftliche Trend hin zu einer emissionsarmen und ressourcenschonenden Wirtschaft wird einen Rückbau und/oder eine Umrüstung der Gasnetze nach sich ziehen. Diese Umstellung ist derzeit weder abgeschlossen, noch bestehen Normen für netzgebundene alternative Nutzungen. In Reaktion auf diese Rahmenbedingungen hat die Regulierungsbehörde ab dem Geschäftsjahr 2023 die Nutzungsdauern für Neuinvestitionen in das Gasnetz auf 20 Jahre festgelegt. Im Gleichklang mit der Erhöhung der Abschreibungen steigen die Tarife. Auch in Zukunft ist ein rechtssicherer Ordnungsrahmen enorm wichtig, damit eine rechtzeitige Umstellung bzw. Stilllegung des Erdgasnetzes ermöglicht werden kann.

Auch in diesem Geschäftsjahr sind die stark eingeschränkten Bautätigkeiten im Bereich Erdgas Netz deutlich unter Plan gelegen. Konkret haben wir im Geschäftsjahr 2023 in die Erdgas-Flächenversorgung € 3,9 Mio (Vorjahr: € 9,2 Mio) und in die Erdgas-Stichleitungen € 2,7 Mio (Vorjahr: € 3,1 Mio) investiert. Insgesamt hat die TIGAS rund 8 km (Vorjahr: 32 km)

Flächenversorgungsleitungen, davon rund 2,5 km (Vorjahr: 5 km) Hausanschlussleitungen, verlegt. Unter Einbeziehung der Sticleitungen wurde das regulierte Gasnetz um 10 km (Vorjahr: 34 km) auf eine Gesamtlänge von 3.970 km (Vorjahr: 3.960 km) erweitert. Mit Ende des Berichtsjahres versorgte die TIGAS ca. 120.000 Haushalte, Gewerbe- und Industriebetriebe in rund 173 Tiroler Gemeinden.

Wir betreiben eine Fernwärmetransportschiene zwischen Innsbruck und Wattens, die mittelfristig nach Westen erweitert wird. Ziel ist es umweltfreundliche, vorwiegend aus früher ungenutzter industrieller Abwärme und aus Biomasse gewonnene Wärme für Heizzwecke und die Warmwasserbereitung nutzbar zu machen. Die Fernwärmetransportschiene verbindet lokale Nahwärmenetze und Heizzentralen untereinander, wodurch die Versorgungssicherheit und die Gesamteffizienz des Systems erhöht wird.

Investitionen

Nach der weitestgehend erreichten Fertigstellung der Grundstruktur des Erdgasversorgungssystems in den zentralen Tiroler Siedlungs- und Industriegebieten konzentrieren sich unsere Bauaktivitäten im Wesentlichen nur mehr auf die Verdichtung bzw. kapazitätsbedingten Verstärkungen der Erdgasnetze. Im Berichtsjahr haben wir in die Gasinfrastruktur € 7,2 Mio (Vorjahr: € 13 Mio) investiert.

Aufgrund der hohen Gas- und Heizölpreise wollen viele Haushalte ihre Heizung hin zu erneuerbaren Energien umrüsten. Eine Option für diesen Wechsel bietet die Fernwärme. Der Vorteil dabei ist, dass im Haus keine Heizungsanlage nötig ist, geliefert wird heißes Wasser oder heißer Dampf. Ist ein Anschluss an ein Wärmenetz möglich, ist lediglich eine Übergabestation zu installieren. Im Geschäftsjahr 2023 haben wir als FernwärmeverSORGER in den Bau und die Erneuerung von Fernwärmenetzen € 23,8 Mio (Vorjahr: € 10 Mio) investiert.

2.4. Beteiligungen und Sonstiges

In der ordentlichen Hauptversammlung vom 25.04.2023 hat die Verbund AG eine Dividende von € 3,60 pro Aktie für das Geschäftsjahr 2022 beschlossen. Diese Dividende besteht aus einer ordentlichen Dividende in Höhe

von € 2,44 pro Aktie und einer Sonderdividende in Höhe von € 1,16 pro Aktie. Die vereinnahmte Dividende belief sich damit auf € 102,8 Mio und lag somit erheblich über dem Vorjahreswert von € 30,0 Mio. Die Verbund-Aktie war zu Beginn des Jahres von einer volatilen Seitwärtsbewegung gekennzeichnet.

Die andauernden Diskussionen über Änderungen des Strommarktdesigns auf EU-Ebene und die Verschärfung der inframarginalen Abschöpfung in Österreich, wirkten deutlich dämpfend auf den Aktienkurs. Ab der Mitte des Jahres stieg der Kurs dann kontinuierlich bis zu einer Korrektur Ende September. In weiterer Folge erholte sich der Kurs und erreichte am 05.12.2023 den Höchstwert mit € 89,25 und zum Jahresende notierte die Aktie bei € 84,05. Wegen der zurückgehenden Strompreise und des damit einhergehenden negativen Ergebnisausblickes befindet sich die Verbund-Aktie seit Jahresbeginn im Abwärtstrend und hat an Wert verloren. Trotzdem hat der Vorstand der Verbund beschlossen, der Hauptversammlung 2023, zusätzlich zur ordentlichen Dividende in Höhe von € 3,40 pro Aktie (Vorjahr: € 2,44 pro Aktie), eine Sonderdividende in Höhe von € 0,75 pro Aktie (Vorjahr: € 1,16 pro Aktie) vorzuschlagen. Durch die Sonderdividende sollen die Aktionäre an der außerordentlich positiven Geschäftsentwicklung des Konzerns für das Geschäftsjahr 2023 auch durch eine erhöhte Ausschüttung teilhaben.

Auf der im Sommer 2023 stattgefundenen ordentlichen Hauptversammlung der Innsbrucker Kommunalbetriebe AG wurde beschlossen, vom Bilanzgewinn des Geschäftsjahres 2022 € 17,4 Mio (Vorjahr: € 22,2 Mio) auszuschütten. Von diesem Gesamtbetrag entfiel auf uns eine Dividende in Höhe von € 8,6 Mio (Vorjahr: € 11,1 Mio).

In der ordentlichen Hauptversammlung der Energie AG Oberösterreich vom 19.12.2023 wurde für das Geschäftsjahr 2022/2023 die Ausschüttung einer Dividende in Höhe von € 0,60 je Stückaktie (Vorjahr: € 0,60 je Stückaktie) beschlossen. Auf uns entfielen € 4,4 Mio (Vorjahr: € 4,4 Mio).

Im Geschäftsjahr 2023 sind wir mit einer Beteiligung an einem Anlagenbauer mittelbar in das operative Photovoltaikgeschäft eingestiegen.



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

Ertragslage (Einzelabschluss)

Im Geschäftsjahr 2023 betrug der Umsatz € 2.290,3 Mio und lag damit um € 165,9 Mio unter dem Vorjahreswert (Vorjahr: € 2.456,1 Mio). Das operative Ergebnis bewegte sich in etwa auf Vorjahresniveau und reduzierte sich minimal um € 0,4 Mio auf € 124,0 Mio (Vorjahr: € 124,4 Mio).

Die Umsatzerlöse setzen sich wie folgt zusammen:

	2023		2022		Veränderung zum Vorjahr	
	in Mio €	in %	in Mio €	in %	in Mio €	in %
Stromgeschäft	1.850,5	80,8	2.270,6	92,4	-420,1	-18,5
Gasgeschäft	274,7	12,0	35,9	1,5	238,8	>100
Pachterlöse	127,8	5,6	117,2	4,8	10,6	9,1
Sonstige Umsatzerlöse	37,3	1,6	32,4	1,3	4,8	14,9
SUMME Umsatzerlöse	2.290,3	100,0	2.456,1	100,0	-165,9	-6,8

Der Umsatz im Stromgeschäft betrug € 1.850,5 Mio und lag damit um € 420,1 Mio unter dem Vorjahreswert (Vorjahr: € 2.270,6 Mio). Die Hauptursache für den Umsatzrückgang im Stromgeschäft ist auf die Energiepreisminderungen zurückzuführen.

Insgesamt stammten im Berichtsjahr rund 72,2 % (Vorjahr: 60,6 %) des Umsatzes aus dem Inland und die restlichen 27,8 % (Vorjahr: 39,4 %) des Umsatzes erwirtschafteten wir im Ausland. Die aktivierten Eigenleistungen lagen mit € 32,5 Mio um 22,4 % über dem Vorjahresniveau (€ 26,5 Mio). Die Aktivierungen stehen überwiegend im Zusammenhang mit unseren Kraftwerksinvestitionen sowie den laufenden und abgeschlossenen Projekten. Die sonstigen betrieblichen Erträge haben sich im Geschäftsjahr 2023 von € 25,3 Mio auf € 36,7 Mio erhöht. Die Hauptursache für die Zunahme dieser Position sind neben den höheren Erträgen aus der Auflösung von Rückstellungen auch Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten.

Die Betriebsaufwendungen zeigen folgendes Bild:

	2023		2022		Veränderung zum Vorjahr	
	in Mio €	in %	in Mio €	in %	in Mio €	in %
Aufwand für Energiebezug	1.738,5	77,8	2.006,0	84,2	-267,5	-13,3
Personalaufwand	242,6	10,9	199,8	8,4	42,8	21,4
Abschreibungen	110,1	4,9	99,1	4,2	11,0	11,1
Sonstiger betrieblicher Aufwand	144,2	6,4	78,7	3,3	65,5	83,2
SUMME Betriebliche Aufwendungen	2.235,4	100,0	2.383,6	100,0	-148,2	-6,2

Der Aufwand für Energiebezug, der sich im Berichtsjahr aus einem Fremdstrombezug in Höhe von € 1.330,6 Mio (Vorjahr: € 1.749,2 Mio) und einem Gasbezug in Höhe von € 244,7 Mio (Vorjahr: € 34,0 Mio) zusammensetzt, lag mit € 267,5 Mio deutlich unter dem Niveau des Vorjahres (Vorjahr: € 2.006,0 Mio). Der Rückgang ist vor allem auf die im Vergleich zum Vorjahr geringeren Beschaffungspreise an den Energiemärkten zurückzuführen.

Der Personalaufwand lag mit € 242,6 Mio (Vorjahr: € 199,8 Mio) um € 42,8 Mio über dem Vorjahr. Im Berichtsjahr wurden die Löhne und Gehälter laut Kollektivvertrag zwischen 8,6 % und 9,6 % (Vorjahr: 3,5 % bzw. 3,9 %) erhöht, wodurch die laufenden Löhne und Gehälter von € 101,6 Mio auf € 115,5 Mio zugenommen haben. Die höheren Lohnabschlüsse haben einen Einfluss auf die zukünftigen Valorisierungen und erhöhen damit auch die Aufwendungen für Altersversorgung. Im Geschäftsjahr 2023 sind in diesen Aufwendungen auch die Veränderungen der Rückstellungen für ausgelagerte Pensionsverpflichtungen enthalten, die sich im Berichtsjahr mit € 73,1 Mio (Vorjahr: € 36,6 Mio) im Personalaufwand niederschlagen haben.

Die Abschreibungen haben sich gegenüber der Vorjahresperiode um € 11,0 Mio auf € 110,1 Mio (Vorjahr: € 99,1 Mio) erhöht. In dieser Position ist im Geschäftsjahr neben einer außerplanmäßigen Abschreibung in Höhe von € 2,8 Mio (Vorjahr: € 0,1 Mio) auch eine Abschreibung von Gegenständen des Umlaufvermögens (Gasvorrat) in Höhe von € 15,1 Mio (Vorjahr: € 16,4 Mio) enthalten. Die planmäßige Abschreibung hat sich wegen des im Vorjahr fertiggestellten Grenzkraftwerks am Inn von € 82,6 Mio auf € 92,1 Mio erhöht. Aufgrund unseres engagierten Investitionsprogrammes und der damit zusammenhängenden zukünftigen Inbetriebnahmen von Kraftwerken werden die planmäßigen Abschreibungen auf Sachanlagen auch in den Folgejahren erwartungsgemäß zunehmen.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen lagen mit € 144,1 Mio um € 65,5 Mio über dem Niveau des Vorjahres (Vorjahr: € 78,7 Mio). Ausschlaggebend für diese Zunahme waren bilanzielle Vorsorgen für Entschädigungszahlungen im Zusammenhang mit außergerichtlichen Einigungen betreffend strittige Preisanpassungsklauseln in den Allgemeinen Geschäftsbedingungen.

Das Finanzergebnis gliedert sich wie folgt:

	2023	2022	Veränderung zum Vorjahr	
	in Mio €	in Mio €	in Mio €	in %
Beteiligungserträge	120,9	47,4	73,5	>100
Übrige Finanzerträge	23,3	57,8	-34,5	-59,7
Aufwendungen aus Finanzanlagen	-0,7	-4,7	4,1	85,9
Zinsaufwendungen	-73,2	-20,8	-52,4	>100
SUMME Finanzergebnis	70,3	79,7	-9,4	-11,8

Die Beteiligungserträge haben sich mehr als verdoppelt und sind um € 73,5 Mio höher als ein Jahr davor. Sie belaufen sich auf € 120,9 Mio (Vorjahr: € 47,4 Mio). Die Hauptursache für die Zunahme dieser Position ist die im Geschäftsjahr 2023 bezogene Dividende der Verbund AG in Höhe von € 102,8 Mio (Vorjahr: € 30,0 Mio). In den übrigen Finanzerträgen sind im Berichtsjahr die Wertaufholung der Finanzanlagen in Höhe von € 3,4 Mio (Vorjahr: € 6,3 Mio) und Zinserträge aus den Veränderungen der rechnungsmäßigen Zinsen sowie die Änderungen der Rechnungszinssätze der Sozialkapitalrückstellungen in Höhe von € 5,8 Mio (Vorjahr: € 45,0 Mio) enthalten.

Die Position Aufwendungen aus Finanzanlagen, die sich aus Ergebnisüberrechnungen der Konzerntöchter zusammensetzt, betrug € 0,7 Mio (Vorjahr: € 4,7 Mio). Die Zinsaufwendungen betragen im Geschäftsjahr € 73,2 Mio (Vorjahr: € 20,8 Mio), davon entfallen auf Veränderungen der rechnungsmäßigen Zinsen sowie die Änderungen der Rechnungszinssätze der Sozialkapitalrückstellungen € 47,8 Mio (Vorjahr: € 3,2 Mio).

Wesentliche Positionen zur Ertragslage:

	2023		2022		Veränderung zum Vorjahr	
	in Mio €		in Mio €		in Mio €	in %
Betriebsergebnis	124,0		124,4		-0,4	-0,3
Finanzergebnis	70,3		79,7		-9,4	-11,8
Ergebnis vor Steuern	194,4		204,1		-9,8	-4,8
Jahresüberschuss	190,4		181,3		9,1	5,0

Das robuste operative Ergebnis ist, trotz der Turbulenzen im laufenden Geschäftsjahr, knapp unter dem vom Vorjahr und beläuft sich auf € 124,0 Mio (Vorjahr: € 124,4 Mio) und das Finanzergebnis hat sich in Summe um € 9,4 Mio auf € 70,3 Mio (Vorjahr: € 79,7 Mio) verringert. Nach Berücksichtigung der Ertragsteuern, die sich unter Berücksichtigung der sehr hohen Investitionen und der damit einhergehenden außerbilanziell geltend gemachten steuerlichen degressiven Absetzung für Abnutzung von € 22,8 Mio auf € 3,9 Mio reduziert haben, haben wir im Geschäftsjahr 2023 einen Jahresüberschuss in Höhe von € 190,4 Mio (Vorjahr: € 181,3 Mio) erwirtschaftet.

Vermögens- und Kapitalstruktur (Einzelabschluss)

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

Vermögensstruktur (Einzelabschluss)	2023		2022		Veränderung zum Vorjahr	
	in Mio €	in %	in Mio €	in %	in Mio €	in %
Langfristig gebundenes Vermögen						
Anlagevermögen	3.438,3	83,6	3.244,8	82,8	193,4	6,0
Langfristige Forderungen und Vermögensgegenstände	77,4	1,9	85,4	2,2	-8,1	-9,5
Kurzfristig gebundenes Vermögen						
Vorräte	50,1	1,2	70,9	1,8	-20,8	-29,3
Kurzfristige Forderungen und Vermögensgegenstände	495,2	12,0	335,1	8,5	160,1	47,8
Flüssige Mittel	51,6	1,3	184,1	4,7	-132,4	-71,9
SUMME Bilanzsumme	4.112,6	100,0	3.920,3	100,0	192,3	4,9

Die Bilanzsumme lag mit € 4.112,6 Mio (Vorjahr: € 3.920,3 Mio) um rund € 192,3 Mio beziehungsweise 4,9 % über dem Wert zum 31.12.2022.

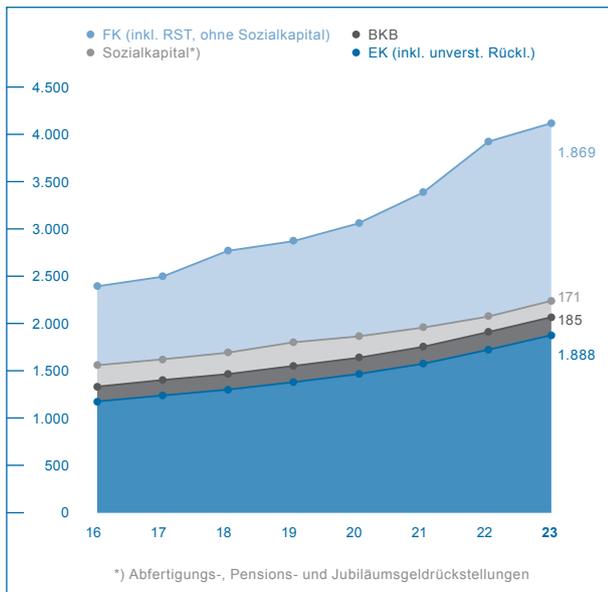
Wegen unseres ambitionierten Investitionsprogramms erhöhte sich auf der Aktivseite das Anlagevermögen um € 193,4 Mio auf € 3.438,3 Mio (Vorjahr: € 3.244,8 Mio). Im Berichtsjahr sind die Sachanlagen in Summe um € 224,3 Mio (Vorjahr: € 186,3 Mio) angestiegen. So wie im Vorjahr ist diese Zunahme zu einem großen Teil auf die Investitionen in den Wasserkraftausbau Tirol zurückzuführen. Im Geschäftsjahr 2023 haben wir in das immaterielle Anlagevermögen und in das Sachanlagevermögen € 317,7 Mio (Vorjahr: € 296,6 Mio) investiert.

Die Zugänge setzen sich aus Investitionen in den Erzeugungsbereich in Höhe von € 197,5 Mio (Vorjahr: € 171,7 Mio) und in den Netzbereich in Höhe von € 105,4 Mio (Vorjahr: € 90,4 Mio) zusammen. Für geleistete Anzahlungen und Anlagen in Bau wurden im Berichtsjahr € 247,2 Mio (Vorjahr: € 198,8 Mio) investiert.

Das kurzfristig gebundene Vermögen erhöhte sich im Vergleich zum Vorjahr um € 6,9 Mio auf € 597,0 Mio (Vorjahr: € 590,1 Mio). Die flüssigen Mittel summierten sich zum Bilanzstichtag auf € 51,6 Mio (Vorjahr: € 184,0 Mio) und waren damit um € 132,4 Mio niedriger als im Jahr davor. Der Anstieg des kurzfristig gebundenen Vermögens ist im Wesentlichen auf die höheren konzern-internen Verrechnungen, die Steuerforderungen und die erforderlichen Abgrenzungen im Stromhandel zurückzuführen. Aufgrund der beschriebenen Maßnahmen nahm das kurzfristige Vermögen im Verhältnis zum langfristigen Vermögen zu. Konkret sind 85,5 % (Vorjahr: 84,9 %) des Vermögens langfristig gebunden, während sich der Rest von 14,5 % (Vorjahr: 15,1 %) aus kurzfristig gebundenen Vermögensgegenständen zusammensetzt.

Die Kapitalstruktur gibt Aufschluss über die Quellen und die Zusammensetzung sowie die Art und Fristigkeit des Kapitals. Die Kapitalstruktur der TIWAG zeigt folgendes Bild:

Kapitalstruktur (Einzelabschluss)	2023		2022		Veränderung zum Vorjahr	
	in Mio €	in %	in Mio €	in %	in Mio €	in %
Langfristige Finanzierungsmittel						
Eigenkapital	1.887,8	45,9	1.727,3	44,1	160,4	9,3
Investitionszuschüsse und Baukostenbeiträge	194,9	4,7	191,8	4,9	3,1	1,6
Langfristige Rückstellungen	197,7	4,8	189,4	4,8	8,4	4,4
Langfristige Verbindlichkeiten	877,8	21,3	795,6	20,3	82,2	10,3
Kurzfristige Finanzierungsmittel						
Kurzfristige Rückstellungen	456,7	11,1	355,1	9,1	101,6	28,6
Kurzfristige Verbindlichkeiten und Rechnungsabgrenzungen	497,7	12,1	661,1	16,9	-163,4	-24,7
SUMME Bilanzsumme	4.112,6	100,0	3.920,3	100,0	192,3	4,9



Kapitalentwicklung (in Mio €)

Zum Bilanzstichtag belief sich unser Eigenkapital auf € 1.887,8 Mio (Vorjahr: € 1.727,3 Mio), das sind um € 160,4 Mio mehr als im Jahr davor. Vom Jahresüberschuss in Höhe von € 190,4 Mio (Vorjahr: € 181,3 Mio) wurden € 140,5 Mio (Vorjahr: € 152,0 Mio) thesauriert und die verbliebenen € 50,6 Mio (Vorjahr: € 30,6 Mio) als Bilanzgewinn ausgewiesen. In entgegengesetzter Richtung wirkte die im Geschäftsjahr 2023 abgeflossene Dividende in Höhe von € 30,0 Mio (Vorjahr: € 30,0 Mio). Die Bilanzsumme ist wegen der hohen Investitionen auf € 4.112,6 Mio (Vorjahr: € 3.920,3 Mio) angestiegen. Dadurch erhöhte sich die Eigenkapitalquote im Vergleich zum Vorjahr und beträgt zum Bilanzstichtag 45,9 % (Vorjahr: 44,1 %).

Die langfristigen Rückstellungen und Verbindlichkeiten sind um € 90,6 Mio angestiegen und belaufen sich zum Bilanzstichtag auf € 1.075,5 Mio (Vorjahr: € 984,9 Mio). Die Erhöhung resultiert zum überwiegenden Teil aus der Aufnahme von langfristigen Fremdfinanzierungsmitteln für unsere Investitionen. Des Weiteren sind die kurzfristigen Rückstellungen und Verbindlichkeiten im Geschäftsjahr 2023 um € 61,8 Mio auf € 954,4 Mio (Vorjahr: € 1.016,2 Mio) zurückgegangen, unter anderem haben wir Barvorlagen in Höhe von € 295 Mio getilgt.

Finanzlage (Einzelabschluss)

Cashflow und liquide Mittel entwickelten sich im Berichtsjahr wie folgt:

	2023 in Mio €	2022 in Mio €
Netto-Geldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit		
Ergebnis vor Steuern	194,4	204,2
+/- Abschreibungen / Zuschreibungen	91,6	81,1
-/+ Gewinne / Verluste Anlagenabgang	-2,2	-3,2
+/- Baukostenbeiträge, Investitionszuschüsse	3,1	6,8
-/+ Beteiligungserträge, Zinsertrag, Zinsaufwand	-99,8	-33,5
+/- sonstige zahlungsunwirksame Positionen	12,0	13,2
Netto-Geldfluss aus dem betrieblichen Ergebnis	199,0	268,6
-/+ Vorräte / Forderungen, andere Aktiva	-104,2	-185,1
+/- Rückstellungen	104,9	2,1
+/- Verbindlichkeiten, andere Passiva	61,1	20,2
Netto-Geldfluss betriebliche Tätigkeit vor Steuern	260,8	105,9
-/+ Zahlungen Ertragsteuern	-34,4	-17,9
Netto-Geldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit	226,4	88,0
Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit		
+ Einzahlungen aus Sachanlagenabgang	5,9	7,5
+ Einzahlungen aus Finanzanlagenabgang	50,4	20,8
- Auszahlungen für Anlagenzugang	-317,7	-296,5
- Auszahlungen Finanzanlagenzugang	-21,3	-68,7
+ Einzahlungen Beteiligungs- / Zinserträge	125,2	53,4
Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit	-157,5	-283,4
Netto-Geldfluss aus der Finanzierungstätigkeit		
- ausbezahlte Ausschüttungen	-30,0	-30,0
+ Einzahlungen Anleihen, Kredite	150,3	390,0
- Tilgung Anleihen, Kredite	-311,3	-93,2
+/- Sonstige Ein- und Auszahlungen	15,2	55,7
- Auszahlungen Zinsen	-25,4	-16,8
Netto-Geldfluss aus der Finanzierungstätigkeit	-201,3	305,8
Zahlungswirksame Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	-132,4	110,5
Zahlungsmittel am Beginn der Periode	184,0	73,5
SUMME Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente am Ende der Periode	51,6	184,0

Im operativen Bereich hat der Netto-Geldfluss aus dem betrieblichen Ergebnis im Geschäftsjahr 2023 abgenommen, weil einerseits das Ergebnis vor Steuern geringer ausgefallen ist und andererseits die hohen Beteiligungserträge im Berichtsjahr im Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit ausgewiesen werden. Im Gegensatz dazu hat sich das Working Capital stark erhöht, weil allfällige Vorsorgen für Vergleichszahlungen erst im folgenden Geschäftsjahr zahlungswirksam werden. Die Rückvergütung der Kapitalertragsteuer für die hohen Dividendenzahlungen der Verbund wird voraussichtlich erst 2024 zufließen. In Summe erhöhte sich der Netto-Geldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit um € 138,4 Mio auf € 226,4 Mio.

Der Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit ist im Berichtsjahr um € 125,8 Mio geringer als im Jahr davor. Diese Veränderung setzt sich im Wesentlichen aus zwei gegenläufigen Entwicklungen zusammen. So erhöhten sich im Vergleich zum Vorjahr sowohl die Auszahlungen wegen der hohen Sachanlageinvestitionen von € -296,5 Mio auf € -317,7 Mio, als auch die Zuflüsse aus Beteiligungs-, Zins- und Wertpapiererträgen von € 53,4 Mio auf € 125,2 Mio. Der Hauptgrund für die Zunahme der Auszahlungen für Anlagenzugänge sind die wesentlich höheren Investitionen in Sachanlagen, vor allem im Zusammenhang mit unserem Wasserkraftausbau in Tirol und in den regulierten Netzbereich. In Summe verminderten sich die Abflüsse im Vergleich zum Vorjahr um € 125,8 Mio bzw. 44,4 % auf € 157,5 Mio.

Wegen der höheren Einzahlungen im operativen Bereich und den geringeren Auszahlungen im Investitionsbereich konnten wir im Berichtsjahr kurzfristige

Barvorlagen in Höhe von € 295,0 Mio zurückführen. Der Netto-Geldfluss aus der Finanzierungstätigkeit in Höhe von € -201,3 Mio setzt sich im Wesentlichen aus der Dividendenausschüttung in Höhe von € -30 Mio, der Neuaufnahme von langfristigen Bankverbindlichkeiten in Höhe von € +150,3 Mio und aus der Tilgung der bereits erwähnten kurzfristigen Barvorlagen in Höhe von € -295,0 Mio, zusammen. Im Vergleich zum Vorjahr beträgt der Netto-Geldfluss aus der Finanzierungstätigkeit € -201,3 Mio (Vorjahr: € + 305,9 Mio).

Aufgrund unseres guten Zugangs zu den Kapitalmärkten decken wir unseren Liquiditätsbedarf trotz des anhaltend hohen Investitionsprogramms problemlos ab. Dieser Umstand ist insbesondere sowohl auf unser Geschäftsmodell, das ein nachhaltiges und profitables Wachstum generiert, als auch auf unsere gute Bonität, die durch das im Geschäftsjahr 2023 bestätigte Rating von S&P Global mit A+/Stable untermauert wird, zurückzuführen. Im Mutterunternehmen, der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG, führen wir einen Cashpool für den Konzern. Wir beschaffen und sichern damit unsere eigene kurzfristige Liquidität und die unserer Tochterunternehmen. 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:

	2023		2022		Veränderung zum Vorjahr	
	in Mio €	in %	in Mio €	in %	in Mio €	in %
Stromerlöse	2.018,3	80,8	2.473,1	82,3	-454,8	-18,4
Gaserlöse	415,1	16,6	482,7	16,1	-67,6	-14,0
Wärmeerlöse	27,9	1,1	18,4	0,6	9,5	51,8
Sonstige Umsatzerlöse	36,2	1,4	29,5	1,0	6,6	22,4
SUMME Umsatzerlöse	2.497,4	100,0	3.003,7	100,0	-506,3	-16,9

Im Geschäftsjahr 2023 lag der Stromumsatz nach der Normalisierung der Preise an den Energiemärkten bei € 2.018,3 Mio (Vorjahr: € 2.473,1 Mio), das sind um 18,4 % (Vorjahr: +94,3 %) weniger als im Jahr davor. Die Hauptursache dafür sind die geringeren Strompreise an den Großhandelsmärkten, die sich in niedrigeren Umsatzerlösen widerspiegeln.

Auch die Umsatzerlöse Gas haben sich im Berichtsjahr um 14,0 % auf € 415,1 Mio (Vorjahr: € 482,7 Mio) vermindert. Die Temperaturen, gemessen in Heizgradtagen, waren 17,2 % (Vorjahr: 15,3 %) über dem langjährigen Durchschnitt.

Die Wärmeerlöse lagen mit € 27,9 Mio um € 9,5 Mio bzw. 51,8 % über dem Vorjahreswert, der € 18,4 Mio betragen hat.

Die betrieblichen Konzernaufwendungen zeigen folgendes Bild:

	2023		2022		Veränderung zum Vorjahr	
	in Mio €	in %	in Mio €	in %	in Mio €	in %
Materialaufwand	1.914,2	78,3	2.493,4	85,1	-579,2	-23,2
Personalaufwand	255,7	10,5	212,1	7,2	43,6	20,6
Abschreibungen	144,0	5,9	143,2	4,9	0,8	0,6
Sonstige betriebliche Aufwendungen	131,4	5,4	79,6	2,8	51,8	65,1
SUMME Betriebliche Aufwendungen	2.445,3	100,0	2.928,3	100,0	-483,0	-16,5

Die Reduktion bei den Materialaufwendungen ist auf die im Vergleich zum Vorjahr niedrigeren Energiepreise auf den Beschaffungsmärkten zurückzuführen. Analog zu den Umsätzen, die sich überwiegend aus Energiegeschäften zusammensetzen und die im Berichtsjahr um € 506,3 Mio (Zunahme im Vorjahr: € 1.416,9 Mio) zurückgegangen sind, reduzierten sich auch die Materialaufwendungen um € 579,2 Mio (Zunahme im Vorjahr: € 1.350,1 Mio). Der Personalaufwand lag mit € 255,7 Mio um € 43,6 Mio über jenem des Vorjahres (€ 212,1 Mio). Die laufenden Lohn- und Gehaltsaufwendungen waren wegen der hohen Lohn- und Gehaltsabschlüsse um € 15,1 Mio bzw. 13,7 % höher als im Vorjahr. Die Aufwendungen für Altersversorgung beliefen sich im Konzern auf € 94,2 Mio und waren damit um € 29,1 Mio höher als im Jahr davor.

Die Abschreibungen erhöhten sich im Berichtsjahr um € 0,8 Mio auf € 144,0 Mio (Vorjahr: € 143,2 Mio). In dieser Position ist neben außerplanmäßigen Abschreibungen von Sachanlagen in Höhe von € 2,8 Mio (Vorjahr: € 0,1 Mio) auch eine Abschreibung eines Gasvorrats in Höhe von € 18,9 Mio (Vorjahr: € 33,4 Mio) enthalten.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen erhöhten sich im Vergleich zum Vorjahr um € 51,8 Mio auf € 131,4 Mio (Vorjahr: € 79,6 Mio). Die Hauptursachen dafür waren die bilanziellen Vorsorgen für Entschädigungszahlungen im Zusammenhang mit außergerichtlichen Einigungen betreffend strittige Preisanpassungsklauseln in den Allgemeinen Geschäftsbedingungen.

Das Finanzergebnis untergliedert sich wie folgt:

	2023	2022	Veränderung zum Vorjahr	
	in Mio €	in Mio €	in Mio €	in %
Ergebnis aus assoziierten Unternehmen	12,8	18,3	-5,5	-29,8
Sonstiges Beteiligungsergebnis	110,6	35,9	74,7	>100
Sonstige Wertpapiererträge	2,2	1,0	1,1	>100
Zinsen und ähnliche Erträge	15,2	56,0	-40,8	-72,8
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-73,3	-22,1	-51,2	>100
Aufwand aus Finanzanlagen	0,0	-4,7	4,7	>100
SUMME Finanzergebnis	67,6	84,4	-16,8	-19,9

Im Vergleich zum Vorjahr hat sich das Ergebnis aus den assoziierten Unternehmen Innsbrucker Kommunalbetriebe AG, der Südtirolgas AG und der Öztaler Wasserkraft GmbH um € 5,4 Mio auf € 12,8 Mio vermindert. Das sonstige Beteiligungsergebnis setzt sich im Wesentlichen aus den Dividenden der VERBUND AG, die im Berichtsjahr um € 72,8 Mio auf € 102,8 Mio erhöht worden sind und der Gewinnausschüttung der Energie AG Oberösterreich in Höhe von € 4,4 Mio (Vorjahr: € 4,4 Mio) zusammen.

Im Vergleich zum Vorjahr sind die Zinsen und ähnlichen Erträge um € 40,8 Mio auf € 15,2 Mio zurückgegangen. Im Berichtsjahr sind in dieser Position Erträge aus

Wertaufholungen im Finanzanlagevermögen in Höhe von € 2,4 Mio (Vorjahr: € 6,3 Mio) und die Zinseffekte im Sozialkapital in Höhe von € 5,8 Mio (Vorjahr: € 46,8 Mio) enthalten.

Die Zinsen und ähnlichen Aufwendungen erhöhten sich um € 51,2 Mio auf € 73,3 Mio (Vorjahr: € 22,1 Mio). In dieser Position sind Zinseffekte im Sozialkapital in Höhe von € 48,2 Mio (Vorjahr: € 4,7 Mio) enthalten. Im Berichtsjahr sind keine Aufwendungen aus Finanzanlagen entstanden, im Vorjahr betragen diese € 4,7 Mio.

Wesentliche Positionen zur Ertragslage im Konzern sind:

	2023	2022	Veränderung zum Vorjahr	
	in Mio €	in Mio €	in Mio €	in %
Betriebsergebnis	127,8	127,8	0,0	0,0
Finanzergebnis	67,6	84,4	-16,8	-19,9
Konzernergebnis vor Steuern	195,4	212,1	-16,7	-7,9
Konzern-Jahresüberschuss	166,2	172,8	-6,6	-3,8

Das operative Geschäft war im Berichtsjahr trotz der Unsicherheiten zufriedenstellend. Es wurden so wie im Vorjahr € 127,8 Mio (Vorjahr: € 127,8 Mio) als Konzernbetriebsergebnis erwirtschaftet. Das Finanzergebnis verminderte sich im Vergleich zum Vorjahr um € 16,8 Mio auf € 67,6 Mio (Vorjahr: € 84,4 Mio). Bei den Finanzerträgen war im Geschäftsjahr 2023 eine Wertaufholung von € 2,4 Mio (Vorjahr: € 6,3 Mio) zu verzeichnen und der überwiegende Anteil der Ergebnisreduktion ist auf die im Finanzergebnis ausgewiesenen Sozialkapitalveränderungen zurückzuführen.

So sind im Berichtsjahr in den Zinsen und ähnlichen Erträgen eine Zinskomponente in Höhe von € 5,8 Mio (Vorjahr: € 46,8 Mio) und in den Zinsen und ähnlichen Aufwendungen eine Zinskomponente in Höhe von € -48,2 Mio (Vorjahr: € -4,6 Mio) enthalten. Aufgrund dieser beschriebenen Effekte sind das Konzernergebnis vor Steuern und der Konzern-Jahresüberschuss geringer als im Jahr davor.

Vermögens- und Kapitalstruktur (Konzernabschluss)

Die Vermögensstruktur hat sich im Berichtsjahr wie folgt entwickelt:

Vermögensstruktur (Konzernabschluss)	31.12.2023		31.12.2022		Veränderung zum Vorjahr	
	in Mio €	in %	in Mio €	in %	in Mio €	in %
Langfristig gebundenes Vermögen						
Anlagevermögen	3.628,4	85,1	3.418,2	82,4	210,2	6,2
Langfristige Forderungen und Vermögensgegenstände	77,4	1,8	85,4	2,1	-8,1	-9,5
Kurzfristig gebundenes Vermögen						
Vorräte	32,8	0,8	58,1	1,4	-25,2	-43,5
Kurzfristige Forderungen und Vermögensgegenstände und Rechnungsabgrenzungen	469,5	11,0	401,5	9,7	67,9	16,9
Flüssige Mittel	54,0	1,3	185,0	4,4	-131,0	-70,8
SUMME Aktiva	4.262,2	100,0	4.148,2	100,0	114,0	2,7

Im Geschäftsjahr 2023 erhöhte sich das Anlagevermögen, das dem Unternehmen langfristig zur Verfügung steht, um 6,2 % auf € 3.628,4 Mio (Vorjahr: € 3.418,2 Mio). Die Hauptursache für diese Zunahme sind die sehr hohen Investitionen, die im Berichtsjahr € 352,9 Mio (Vorjahr: € 341,5 Mio) betragen haben. Von den Zugängen entfallen auf das Sachanlagevermögen € 350,2 Mio (Vorjahr: € 329,5 Mio) und auf das Finanzanlagevermögen € 1,4 Mio (Vorjahr: € 10,2 Mio). Die Werterhöhung im Anlagevermögen ist der Haupttreiber für die Zunahme der Bilanzsumme, die mit € 4.262,2 Mio (Vorjahr: € 4.148,2 Mio) wiederum den bisherigen Höchststand erreicht hat.

Die kurzfristigen Vermögensgegenstände verminderten sich um € 88,2 Mio auf € 556,4 Mio (Vorjahr: € 644,6 Mio). Die flüssigen Mittel verminderten sich zum 31.12.2023 um € 131,0 Mio auf € 54,0 Mio.

Was das Verhältnis zwischen langfristig und kurzfristig gebundenem Vermögen anbelangt, so verminderte sich letzteres. Konkret sind 86,9 % (Vorjahr: 84,5 %) des Vermögens langfristig gebunden, während sich der Rest in Höhe von 13,1 % (Vorjahr: 15,5 %) aus kurzfristig gebundenen Vermögensgegenständen zusammensetzt.

Die Kapitalstruktur hat sich im Berichtsjahr wie folgt entwickelt:

Kapitalstruktur (Konzernabschluss)	31.12.2023		31.12.2022		Veränderung zum Vorjahr	
	in Mio €	in %	in Mio €	in %	in Mio €	in %
Langfristige Finanzierungsmittel						
Konzern-Eigenkapital	1.868,2	43,8	1.752,0	42,2	116,2	6,6
Investitionszuschüsse und Baukostenbeiträge	331,5	7,8	331,0	8,0	0,5	0,2
Langfristige Rückstellungen	237,9	5,6	204,3	4,9	33,6	16,5
Langfristige Verbindlichkeiten und Rechnungsabgrenzungen	876,7	20,6	795,6	19,2	81,1	10,2
Kurzfristige Finanzierungsmittel						
Kurzfristige Rückstellungen	486,3	11,4	389,3	9,4	97,0	24,9
Kurzfristige Verbindlichkeiten und Rechnungsabgrenzungen	461,6	10,8	676,0	16,3	-214,4	-31,7
SUMME Passiva	4.262,2	100,0	4.148,2	100,0	114,0	2,7

Zum Bilanzstichtag belief sich das Konzern-Eigenkapital einschließlich der Anteil nicht beherrschender Gesellschafter auf € 1.868,2 Mio und lag damit um € 116,2 Mio über dem Wert des Vorjahres (€ 1.752,0 Mio). Bezieht man dieses Eigenkapital auf die investitionsbedingt stark angestiegene Bilanzsumme in Höhe von € 4.262,2 Mio, so erhält man eine Eigenkapitalquote von 43,8 %, die sich im Vergleich zum Vorjahr um 1,6 % erhöht hat. Die absolute Zunahme des Eigenkapitals ist auf das im Geschäftsjahr 2023 erwirtschaftete Ergebnis zurückzuführen. Der Konzern-Jahresüberschuss belief sich im Berichtsjahr auf € 166,2 Mio (Vorjahr: € 172,8 Mio). Eigenkapitalmindernd wirkten die Ausschüttungen im Konzern in Höhe von € 30,0 Mio (Vorjahr: € 30,2 Mio) sowie die erfolgsneutral erfasste Abstockung eines Tochterunternehmens in Höhe von € 20,0 Mio.

Die langfristigen Schulden erhöhten sich gegenüber dem Vorjahr in Summe um € 114,7 Mio auf € 1.114,6 Mio. Dabei erhöhten sich die langfristigen Rückstellungen um € 33,6 Mio und die langfristigen Verbindlichkeiten um € 81,1 Mio. Die langfristigen Verbindlichkeiten setzten sich überwiegend aus Fremdfinanzierungen, deren Veränderung im Berichtsjahr € 83,1 Mio betragen haben, zusammen.

Die kurzfristigen Schulden verminderten sich in Summe um € 117,4 Mio auf € 947,9 Mio. Der Hauptgrund dafür sind die Tilgungen von kurzfristigen Barvorlagen in Höhe von € 295 Mio, entgegengesetzt dazu haben sich die kurzfristigen Rückstellungen um € 97,0 Mio erhöht.

Finanzlage (Konzernabschluss)

	2023	2022	Veränderung zum Vorjahr	
	in Mio €	in Mio €	in Mio €	in %
Operativer Cashflow	313,3	182,8	130,5	71,4
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-209,1	-286,7	77,6	-27,1
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	-235,2	230,9	-466,1	>100

Im operativen Bereich haben wir im Konzern ein sehr gutes Ergebnis erzielt, der Netto-Geldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit beträgt im Konzern € 313,3 Mio und liegt damit deutlich über dem Wert des Vorjahres. Die wesentlichsten zahlungsunwirksamen Effekte, die auf den Netto-Geldfluss aus dem betrieblichen Ergebnis gewirkt haben, waren die höheren Abschreibungen. Entgegengesetzt dazu wirkten die Beteiligungserträge, die im Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit ausgewiesen werden. Das Working Capital hat sich massiv erhöht, weil unter anderem allfällige Vorsorgen für Vergleichszahlungen erst im Folgejahr zahlungswirksam werden. In Summe erhöhte sich der Netto-Geldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit um € 130,5 Mio auf € 313,3 Mio.

Die Entwicklung des Netto-Geldflusses aus der Investitionstätigkeit war im Konzern hauptsächlich durch sehr hohe Investitionen im Sachanlagenbereich geprägt. So haben wir unsere Investitionsprojekte für den Kraftwerksausbau im Geschäftsjahr 2023 vorangetrieben. Konkret haben sich die Auszahlungen für den Sachanlagenzugang um € 20,2 Mio auf € -351,5 Mio erhöht und entgegengesetzt dazu betragen die Einzahlungen aus Beteiligungs-, Zins- und Wertpapiererträgen dank der Verbund-Dividende € 116,7 Mio. In Summe hat sich der Cashflow aus der Investitionstätigkeit verringert. Konkret beträgt der Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit € -209,1 Mio (Vorjahr: € -286,7 Mio).

Der Netto-Geldfluss aus der Finanzierungstätigkeit beträgt im Geschäftsjahr 2023 € -235,2 Mio (Vorjahr: € +230,9 Mio) und setzt sich im Wesentlichen aus Ausschüttungen im Konzern in Höhe von € -30,0 Mio, Einzahlungen aus langfristigen Bankdarlehen in Höhe von € +150,3 Mio sowie der Tilgung von Finanzverbindlichkeiten in Höhe von € -311,3 Mio zusammen.

Die Nettoverschuldung des TIWAG-Konzerns errechnet sich wie folgt:

	31.12.2023 in Mio €	31.12.2022 in Mio €
Finanzverbindlichkeiten	969,6	1.130,6
- Liquide Mittel	-54,0	-185,1
Consolidated Net Debt	915,6	945,5
Jahresüberschuss	166,2	174,5
Steuern	29,2	37,6
Zinsen und ähnliche Aufwendungen bzw. Erträge	61,8	-27,6
Abschreibungen	144,0	143,2
Consolidated EBITDA	401,2	327,8
Consolidated Net Debt / Consolidated EBITDA	2,28	2,88

5. FINANZIELLE LEISTUNGSINDIKATOREN

Finanzielle Leistungsindikatoren (Einzelabschluss)

	2023	2022
Kennzahlen zur Ertragslage	in Mio €	in Mio €
Umsatzerlöse Stromgeschäft	1.850,5	2.270,6
Umsatzerlöse Gasgeschäft	274,7	35,9
Pachterlöse Netz	127,8	117,2
Sonstige Umsatzerlöse	37,3	32,4
Summe Umsatzerlöse	2.290,3	2.456,1
Betriebsergebnis	124,0	124,4
Finanzergebnis	70,3	79,7
Ergebnis vor Steuern	194,4	204,1
Return on Sales (ROS) in %	5,4	5,1
EBITDA-Marge in %	9,6	8,4
Return on Capital Employed (ROCE) in %	5,0	5,6
Kennzahlen zur Vermögenslage		
Eigenkapitalanteil in %	45,9	44,1
Eigenkapitalverzinsung (nach Steuern) in %	10,5	11,0
Kennzahlen zur Finanzlage		
Netto-Geldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit	226,4	88,0
Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit	-157,6	-283,4
Netto-Geldfluss aus der Finanzierung	-201,3	305,9
Energiewirtschaftliche Kennzahlen		
Stromabsatz in GWh	12.412	14.322
Eigenerzeugung in GWh	3.499	2.993
Systemlänge Stromnetz in km	12.284	12.179

Finanzielle Leistungsindikatoren (Konzernabschluss)

	2023	2022
Kennzahlen zur Ertragslage	in Mio €	in Mio €
Umsatzerlöse Stromgeschäft	2.018,3	2.473,1
Umsatzerlöse Gasgeschäft	415,1	482,7
Umsatzerlöse Wärmegeschäft	27,9	18,4
Sonstige Umsatzerlöse	36,2	29,5
Summe Umsatzerlöse	2.497,4	3.003,7
Konzern-Betriebsergebnis	127,8	127,8
Konzern-Finanzergebnis	67,6	84,4
Konzernergebnis vor Steuern	195,4	212,1
Return on Sales (ROS) in %	5,1	4,3
EBITDA-Marge in %	10,1	7,9
Return on Capital Employed (ROCE) in %	4,8	5,2
Kennzahlen zur Vermögenslage		
Konzern-Eigenkapital in %	43,8	42,2
Eigenkapitalverzinsung (nach Steuern) in %	9,2	10,4
Kennzahlen zur Finanzlage		
Netto-Geldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit	313,3	182,8
Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit	-209,1	-286,7
Netto-Geldfluss aus der Finanzierung	-235,2	230,9
Energiewirtschaftliche Kennzahlen		
Stromabsatz in GWh	12.412	14.322
Eigenerzeugung Strom in GWh	3.499	2.993
Gasabsatz in GWh	4.684	5.546
Systemlänge Stromnetz in km	12.284	12.179
Länge Gasnetz in km	3.970	3.960



III. NICHTFINANZIELLER BERICHT

Nachhaltige Energiegewinnung ist für uns eine lang gelebte Tradition und der Nachhaltigkeitsgedanke ist ein wesentlicher Teil unseres Selbstverständnisses, Wachstums- und Werttreiber sowie fixer Bestandteil unserer Unternehmensstrategie. Es ist uns bewusst, dass unsere Geschäftstätigkeit Einfluss auf Umwelt und Gesellschaft hat, weshalb wir in unserem unternehmerischen Handeln neben den ökonomischen auch die ökologischen und sozialen Auswirkungen entlang der Wertschöpfungskette berücksichtigen.

UMWELTBELANGE

Umweltmanagementsystem

Mithilfe unseres extern zertifizierten Umweltmanagementsystems nach ISO 14001 identifizieren wir unsere Umweltwirkungen und kategorisieren diese in sieben Umweltaspekte: Einflüsse auf Gewässer, regionale Aspekte, Einflüsse auf das biologische System, Energierelevanz, Hilfs- und Betriebsstoffe, Abfallwirtschaft und Einflüsse auf die Atmosphäre. Der Vorstand, der das Unternehmensleitbild und die Umweltpolitik definiert, ist für die Wirksamkeit des Umweltmanagementsystems verantwortlich. Mithilfe des Umweltmanagementbeauftragten und von Beauftragten mit eigenen Zuständigkeiten stellt er sicher, dass die Vorgaben in die Geschäftsprozesse integriert werden. Wir analysieren und bewerten alle Aspekte prozessorientiert und setzen Maßnahmen zur Steuerung der identifizierten Umweltauswirkungen. Direkt beeinflussbare Umweltaspekte behandelt das Umweltkernteam, während indirekt beeinflussbare Umweltaspekte durch Planungs-, Beschaffungs- und Betriebsvorgaben gesteuert werden.

Die Bewertung der Umweltaspekte und Umweltauswirkungen im Unternehmen wird durch eigene Teams in kurzen Abständen unter Berücksichtigung vergangener, gegenwärtiger und geplanter Tätigkeiten standortspezifisch mithilfe einer ABC-Analyse durchgeführt. Im Anschluss an die Bewertung der Umweltaspekte wird jährlich ein Umweltprogramm erarbeitet und von der Geschäftsleitung genehmigt. Dieses Programm enthält

die konkreten Maßnahmen und Verantwortlichkeiten zur Zielerreichung. Die Überwachung der Zielerfüllung wird über das Umweltkernteam, interne Audits und die Managementbewertung sichergestellt. Rechtliche und behördliche Anforderungen werden softwareunterstützt in einem laufend aktualisierten Rechtsregister Umweltschutz erfasst und bearbeitet.

Klimawandel

Die Aufgabe der Energiewirtschaft, die einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Klimaneutralität leistet, besteht darin, die direkten und indirekten Emissionen auf Null zu reduzieren. Auf direktem Weg ist dies nur möglich, wenn bei der Energieerzeugung auf fossile Energieträger vollständig verzichtet wird und auf indirektem Weg sowohl Vorlieferanten als auch Endkunden an der Zielerreichung mitwirken.

Was unsere direkten Nettoemissionen aus unserer eigenen Energieerzeugung anbelangt, so ist festzustellen, dass unser Strom zu nahezu 100 % aus Wasserkraft, Photovoltaik, Biomasse und Biogas stammt. Der Ausbau unserer heimischen Wasserkraft ist damit auch zukünftig ein wesentlicher Garant dafür, die nach dem Greenhouse Gas Protocol bezeichneten Scope 1-Emissionen auf sehr niedrigem Niveau zu halten.

Die indirekten Scope 2 CO₂-Emissionen resultieren im Wesentlichen aus der Energie, die wir für die Netzverluste in den eigenen Energienetzen und für den Energieverbrauch der eigenen Anlagen, speziell für den Pump- und Wälzbetrieb unserer Pumpspeicherkraftwerke, nutzen. Wir setzen für den Betrieb unserer Pumpspeicherkraftwerke ausschließlich Strom mit Herkunftsnachweisen aus 100 % erneuerbarer Energie ein. Die indirekten Scope 3 CO₂-Emissionen bestehen aus den Treibhausgasen, die in den vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen entstehen. In den vorgelagerten Wertschöpfungsstufen entstehen indirekte Emissionen aus dem Transport der Brenn- und Treibstoffe und aus den Reisetätigkeiten der Mitarbeitenden, während in den nachgelagerten Wertschöpfungsstufen die indirekten Emissionen aus der Verbrennung von verkauftem Erdgas durch Endkunden enthalten sind.

Wir setzen unterschiedliche Maßnahmen ein, die die direkten und indirekten Treibhausgasemissionen vermindern und einen wesentlichen Beitrag zum Umwelt- und Klimaschutz leisten, den ökologischen Wandel in der Strom-, Gas- und Wärmeversorgung in Tirol vorantreiben und die Energiestrategie des Landes Tirol unterstützen.

Den wesentlichen Beitrag für die Aufrechterhaltung des niedrigen direkten Emissionsniveaus leistet unsere nachhaltige Stromerzeugung aus Wasserkraftanlagen, die unter strengen behördlichen Genehmigungsaufgaben errichtet und unter Beachtung dieser betrieben werden. Der Ausbau der erneuerbaren Energien, die sich in unserem ambitionierten Investitionsprogramm widerspiegeln, trägt zur weiteren Reduktion der direkten Emissionen und zur Dekarbonisierung der indirekten Emissionen bei.

Zur Reduzierung der indirekten Treibhausgase (Scope 2 und Scope 3) haben wir auch im Geschäftsjahr 2023 Maßnahmen, die einen engen Bezug zum Kerngeschäft haben, gesetzt und vorangetrieben. Wir haben im Berichtsjahr Projekte entwickelt und durchgeführt, die den Trade-off zwischen Wachstum und Ökologie verkleinern.

Energieberatung und Bewusstseinsbildung

Mit unseren fachkundigen Kundenberatern sind wir auf Messen vertreten, beraten telefonisch und besuchen unsere Kunden persönlich zuhause. Dabei erheben wir das individuelle Energiesparpotenzial und empfehlen entsprechende Maßnahmen. Allgemeine Energiespartipps gibt es in unserem Newsletter, im Radio und TV. Neben eigenen Studien und Projekten unterstützen wir landesweite Initiativen für mehr Energiebewusstsein in Tirol.

Photovoltaik

Die Photovoltaik stellt neben der Wasserkraft die einzige in relevantem Umfang ausbaubare erneuerbare Energiequelle in Tirol dar. Auch wir wollen unseren Beitrag leisten, um das Photovoltaikpotenzial in Tirol in den nächsten Jahren deutlich zu heben. Schon jetzt gehören wir mit einer installierten Leistung von mehr als 5,0 Megawatt Peak zu den größten Sonnenstrom-Produzenten Tirols.

Unser Tochterunternehmen, die TIWAG-Next Energy Solutions GmbH, errichtet und betreibt PV-Anlagen nach dem Ansatz eines Pachtmodells oder einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage unter Berücksichtigung eines hohen Eigenverbrauchsanteils des PV-Stroms im Gebäude. Des Weiteren errichten wir im Rahmen des Projekts „TIWAG-Sonnenfonds“ Photovoltaik-Anlagen im Leistungsbereich von fünf bis zwanzig kWp. Sämtliche dabei anfallenden Aufgaben übernehmen wir und unsere Kooperationspartner. Im Photovoltaikbereich unterstützen wir auch unsere Privat- und Geschäftskunden bei der Errichtung von PV-Anlagen mit einer maximalen Leistung von zehn kWp. Gefördert wird in Form eines Investitionszuschusses pro angefangenem kWp. Neben der Förderung profitieren die Kunden sowohl von der Nutzung ihrer Eigenerzeugung als auch von der markt-konformen Vergütung der Überschusseinspeisung.

Bereits seit 2020 können Privathaushalte über den TIWAG-Sonnenfonds ihre Photovoltaikanlagen errichten und seit 2023 wollen wir auch Gemeinden und die Landwirtschaft in den erweiterten Sonnenfonds miteinbeziehen. In Stans haben wir die erste rund 500 m² große Pilotanlage am Dach des Vereins- und Gemeindezentrums erfolgreich installiert. Die Errichtung weiterer Anlagen ist geplant.

In enger Zusammenarbeit mit der Gemeinde Trins und der Raiffeisenbank Wipptal - Stubaital Mitte haben wir die erste, große Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft (EEG) in Tirol umgesetzt. Über die neue Genossenschaft können die Mitglieder lokal und günstig mit Sonnenstrom versorgt werden. Wir haben die Software für Betrieb und Abrechnung entwickelt und über die bereitgestellte Plattform ist die Funktionalität und Transparenz der vernetzten Anlagen sichergestellt.

Mobilität und Ladeinfrastruktur

Um die E-Mobilität weiter voranzutreiben, forcieren wir den Ausbau einer modernen und zukunftsfähigen Ladeinfrastruktur in Tirol für den öffentlichen und privaten Bereich. Je nach Standort- und Kundenanforderung bieten wir mit einem breiten Produktportfolio Ladeinfrastrukturlösungen an und übernehmen das Abrechnungs- und Energiedatenmanagement. Die Errichtung und der

Betrieb erfolgt durch unser Tochterunternehmen, der TIWAG-Next Energy-Solutions GmbH. Die kostenfreie TIWAG-E-Mobility App ermöglicht eine bequeme Freischaltung der Ladevorgänge inklusive Verfügbarkeitsabfrage der Ladesysteme sowie ein anbieterübergreifendes Laden an über 50.000 Ladepunkten im In- und Ausland. Registrierte Mobilitätskunden profitieren außerdem von der kostengünstigen Abrechnung nach geladener Energie, anstatt nach verbrauchter Zeit, an allen öffentlich und privat zugänglichen Ladesystemen von TIWAG. Um die E-Mobilitätsoffensive des Bundes voranzutreiben, unterstützen wir unsere Kunden auch beim Kauf eines E-Mopeds mit einem einmaligen Zuschuss.

Wärmepumpe

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

Um die Wärmepumpentechnologie weiter zu verbreiten, koordinieren wir als Mitinitiatorin die Zusammenarbeit, den Informationsaustausch und die Marketingaktivitäten des „Netzwerks Wärmepumpe Tirol“. Des Weiteren fördern wir neu errichtete Heizungswärmepumpen im Neubau und in Bestandsgebäuden für Wohngebäude und Nicht-Wohngebäude in Tirol.

Fernwärme und Biogas

Ein wesentlicher Schwerpunkt ist der Ausbau einer flächendeckenden, CO₂-armen Wärmeversorgung entlang der Inntalfurche. Dabei sollen zusätzlich zum Ausbau der bestehenden Fernwärmeschiene Wattens-Völs weitere dezentrale Wärmenetze errichtet werden, vorwiegend in der Nähe von Ballungszentren und unter weitgehender Nutzung von bestehender industrieller Abwärme sowie Wärme aus bestehenden Heizwerken und Biomasse-Heizwerken. Bei einer weiteren Zunahme der Fernwärmeabgabe infolge des schrittweisen Ausstiegs aus der Nutzung von fossilen Brennstoffen soll die Errichtung zusätzlicher Heizwerke durch die TIWAG-Next Energy Solutions GmbH erfolgen. Damit wir Biogas auch in Tirol vermehrt nutzen können, beabsichtigen wir den Anteil an erneuerbaren Gasen im Tiroler Gasnetz durch eine weitere Mobilisierung von

Biogaspotenzialen zu erhöhen und die Kapazitäten zur Verarbeitung von biogenen Materialien zu erweitern.

Renaturierung, Gewässermorphologie und Biodiversität

Wasserkraftwerke beeinflussen unsere Lebensräume und menschliche Eingriffe verändern das Erscheinungsbild, das Abflussverhalten sowie den Feststofftransport unserer Fließgewässer. Querbauwerke und Wasserkraftanlagen führen dazu, dass Fließgewässer für Tiere nicht mehr durchgängig sind. Unsere vielfältigen ökologischen Ausgleichsmaßnahmen zur Renaturierung der Gewässer, die Gestaltung von Nahbereichen der Kraftwerke und der Bau von naturnah gestalteten Fischwanderhilfen sind wichtige Beiträge zum Erhalt und zur Förderung der Biodiversität.

Die Verbesserung schwallbelasteter Gewässerstrecken ist für die Energieversorger von großer Relevanz. Im Mai 2023 haben sich nationale Fachexpertinnen und Fachexperten zu einem interdisziplinären Praxisseminar direkt bei der derzeit größten Schwallausgleichs-Maßnahme Europas, dem Ausgleichsbecken beim Kraftwerk Silz, getroffen. Im Rahmen des eintägigen Praxisseminars fanden zahlreiche Fachvorträge aus den Bereichen Hydrologie, Morphologie, Benthos- wie Fischökologie und Energiewirtschaft statt. Thematisiert wurden auch konkrete Maßnahmen zur Schwallminderung in Tirol. Das Ausgleichsbecken beim Kraftwerk Silz hat den Zweck, den Abfluss aus dem Kraftwerk zu verstetigen und damit die Schwallbelastung im Inn zu reduzieren. Bei einer Fläche von 11,4 ha wird das Becken ca. drei Meter tief sein. Auch das Regulierungsbauwerk, mit dem das Wasser aus dem Becken wieder in den Unterwasserkanal und weiter in den Inn abgegeben wird, ist bereits errichtet. Im Frühjahr 2024 wird die Anlage fertiggestellt und in Betrieb genommen.

Bei der Inn-Revitalisierung Stams-Rietz wurde auf einer Länge von rund drei Kilometern die bestehende Ufersicherung entfernt und das Gewässerbett um bis zu 75 Meter ausgeweitet. Damit hat der Inn künftig mehr Raum sich eigendynamisch zu entwickeln. Bereits mit dem Hochwasser Ende August 2023 ist im mittleren Teil des Flusses eine Inselstruktur entstanden. Durch unsere

Renaturierungsmaßnahmen entstehen vielseitige Lebensräume für Gewässer- und Landlebewesen, beispielsweise Seitenarme, Naturufer, Schotterflächen und Inseln, die durch Landnutzung, Eisenbahn- und Autobahnbau in den letzten 150 Jahren verschwunden sind.

Auch der Zwergrohrkolben, eine früher für den Inn typische Pflanze, wurde im Zuge des Projektes neu angesiedelt und sowohl Flussregenpfeifer als auch Flussuferläufer, zwei europaweit seltene Vogelarten, haben sich im Gebiet der Ausgleichsfläche angesiedelt. Die Dimension dieser Revitalisierung gewährleistet auch eine positive Wirkung auf flussauf- und flussabgelegene Innabschnitte und stellt insbesondere in fischökologischer Hinsicht eine bedeutende Maßnahme dar.

In Langkampfen haben wir drei Hektar aufwendig renaturiert und in unmittelbarer Nähe zum Kraftwerk einen einzigartigen Natur- und Naherholungsbereich umgesetzt. Durch das neue Gewässer und standortgerechte Bepflanzung wird sich hier wieder eine Aulandschaft mit ihrem typischen Ökosystem entwickeln und damit zu mehr Biodiversität beitragen. Gefährdete Pflanzenarten wie die Korb-Weide, Schwarzpappel oder Schwarzerle sowie seltene Vögel wie der Kleinspecht finden dort einen perfekten, neuen Lebensraum.

Hochwasserschutz

Ab dem 27.08.2023 führte Stark- und Dauerregen in Tirol zu einer prekären Hochwassersituation. Im Ötztal, Stubaital, Wipptal und im hinteren Zillertal sind die Pegel der Flüsse kontinuierlich angestiegen, am 28.08.2023 hat die Ötztaler Ache mit 410 cm am Pegel Huben den Wert für ein 100-jährliches Hochwasser überschritten. Die Pitze, die Ruetz, die Sill und der Ziller erreichten Abflüsse im Bereich eines Hochwassers, wie es statistisch alle 30 Jahre vorkommt. Die Ötztalerstraße nach Oetz wurde gesperrt und in Tumpen mussten mehrere Haushalte evakuiert werden. Zwischen Umhausen und Längenfeld riss die Ötztaler Ache ein Stück der Talstraße weg. Unser Gepatschspeicher fing in dieser Zeit fünf Milliarden Liter Wasser auf und lieferte somit einen substanziellen Beitrag zur Reduktion der Hochwasserabflüsse. Ohne diesen Rückhalt der Speicher wäre das Wasser ungebremst durch die Seitentäler in

den Inn geflossen, der Schaden wäre um vielfaches größer gewesen. Die geplante Erweiterung des Kraftwerks Kaunertal mit Wasserfassungen und einem Einzugsgebiet von 280 km² würde einen großen Beitrag zum Hochwasserschutz, insbesondere im Ötztal, leisten und würde damit die Hochwassergefahr wesentlich reduzieren. Auf den 28.08.2023 bezogen, hätte die mögliche Ableitung und Zwischenspeicherung von 80.000 Liter pro Sekunde eine Reduktion des Hochwasserscheitels am Pegel Huben (Ötztal) um 40 cm und am Pegel Innsbruck um 20 cm bedeutet.

Umweltschutz

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

Die Errichtung und Modernisierung neuer Infrastrukturanlagen sowie der tägliche Betrieb unserer Anlagen wird von gesetzlichen Regelungen und den daraus abgeleiteten behördlichen Genehmigungen wesentlich beeinflusst. Für die Steuerung und operative Umsetzung der Umweltschutzmaßnahmen nutzen wir unsere Expertise und das bestehende Umweltmanagementsystem.

ARBEITNEHMERBELANGE

Strategie

Unsere Mitarbeitenden sind ein Schlüssel zur Umsetzung unserer Unternehmensstrategie und sie tragen maßgeblich zum Erfolg des 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 Ausbildung und Fokussierung der Mitarbeitenden im erforderlichen Ausmaß zur Sicherung ihrer Kernkompetenzen sowie Arbeitssicherheit, Gesundheit und Motivation der Mitarbeitenden bei der Ausführung ihrer Aufgaben.

Anzahl und Struktur der Mitarbeitenden

Als regional verankertes Unternehmen der Energiebranche haben wir im Berichtsjahr im Einzelunternehmen im Vollzeitäquivalent 1.328 Personen (Vorjahr: 1.283) und im Konzern durchschnittlich 1.477 Personen (Vorjahr: 1.426) beschäftigt. Das Durchschnittsalter der Beschäftigten betrug 43,26 Jahre (Vorjahr: 44,01 Jahre) und deren durchschnittliche Betriebszugehörigkeit 18,25 Jahre (Vorjahr: 19,36 Jahre). Der Anteil der weiblichen Beschäftigten an der Gesamtbelegschaft belief sich auf 16,35 % (Vorjahr: 16,57 %). Für Löhne, Gehälter, soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung haben wir im Einzelunternehmen € 242,6 Mio (Vorjahr: € 199,8 Mio) und im Konzern € 255,7 Mio (Vorjahr: € 212,1 Mio) aufgewendet. Aufgrund der wesentlichen Gesetzesinitiativen, wie etwa das Erneuerbare-Wärme-Gesetz oder das Elektrizitätswirtschaftsgesetz sowie im Hinblick auf das Ausbauprogramm des Konzerns und die Ausrollung der Smart Meter ist auch für die Zukunft davon auszugehen, dass ein weiter steigender Personalbedarf gegeben sein wird.

Engagement

Eine Zukunft, die von sich immer schneller verändernden Rahmenbedingungen und einem digitalisierten Arbeitsumfeld geprägt ist, stellt hohe Anforderungen an uns und unsere Mitarbeitenden und erfordert von jeder und jedem Einzelnen Engagement, Begeisterungsfähigkeit, Leistungsbereitschaft und Verbundenheit zum Unternehmen. Im Vorjahr hatten unsere Mitarbeitenden auf digitalem Wege die Möglichkeit, ihre Meinung zu den Themenblöcken Grundstimmung, Arbeitsumgebung, Konzernkrisenmanagement, KollegInnen, Führung, Unternehmen und zur MitarbeiterInnen-Befragung selbst abzugeben. Nach erfolgter Analyse der Ergebnisse haben wir konkrete Umsetzungsmaßnahmen mit den Mitarbeitenden und Führungskräften ausgearbeitet. Im laufenden Geschäftsjahr haben wir an die diversen Umsetzungsmaßnahmen der Mitarbeiterbefragung 2022 zum überwiegenden Teil finalisiert. Unter anderem haben wir unsere Intranet-Blogs erweitert, führen quartalsweise Mitarbeiterinformationen durch und veranstalten sog. Lunch Lectures, damit unsere Mitarbeitenden mit aktuellen Informationen aus den Abteilungen versorgt werden. Wichtige Umsetzungsmaßnahmen

betrafen die Kommunikationsverbesserungen innerhalb und zwischen den Organisationseinheiten sowie die Einführung eines leistungsorientierten Anreizmodells zur Anerkennung besonderer Leistungen im Unternehmen.

Personalentwicklung, Personalförderung und Personalrekrutierung

Ein Arbeitsumfeld, das auf wechselseitigem Respekt, Vertrauen und Wertschätzung basiert, lebenslanges Lernen und eine individuelle Mitarbeiterentwicklung sind die besten Voraussetzungen dafür, die anstehenden Herausforderungen bewältigen zu können.

Wesentliche Schwerpunkte unserer Personalarbeit sind die Weiterentwicklung unserer Mitarbeitenden und die Unterstützung unserer Führungskräfte. Um die Fähigkeiten und den Weiterentwicklungsbedarf unserer Mitarbeitenden festzustellen, führen wir Entwicklungsgespräche, die Teil der jährlichen Mitarbeitergespräche sind, durch und entwickeln je nach Bedarf gemeinsam mit den Führungskräften individuelle Förderprogramme.

Zur Förderung des Mitarbeitenden bieten wir zahlreiche interne und externe Weiterbildungsmöglichkeiten an, die den Berufseinstieg erleichtern und die persönliche Weiterentwicklung sowie die Führungskräfteausbildung sicherstellen sollen.

Eine hochwertige Lehrlingsausbildung ist uns seit vielen Jahren ein wichtiges Anliegen. Das zum wiederholten Male zuerkannte Prädikat „Ausgezeichneter Tiroler Lehrbetrieb“ und „Staatlich ausgezeichneter Ausbildungsbetrieb“ ist für uns Motivation, diesen Weg weiter konsequent fortzuführen. Bei den jährlich in den Berufsschulen stattfindenden und über die Wirtschaftskammer organisierten Lehrlingswettbewerben stellen unsere Lehrlinge ihre erworbenen Fähigkeiten unter Beweis. Unsere Lehrlinge haben bis dato vorbildliche Platzierungen erreicht.

Unsere Attraktivität auf den Arbeitsmärkten ist entscheidend, um die besten Mitarbeitenden zu finden und an uns zu binden. Zusätzlich zur aktiven Personalbeschaffung am Markt setzen wir digitale Plattformen ein, um mit potenziell Bewerbenden in Kontakt zu treten.

Des Weiteren identifizieren, unterstützen und entwickeln wir intern Auszubildende und Berufseinsteigende bis hin zu Führungskräften.

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 Teilzeitmöglichkeiten und verstärkt auch mobiles Arbeiten. Verstärktes mobiles Arbeiten kann sehr hilfreich sein, weshalb wir die entsprechenden Rahmenbedingungen und Voraussetzungen für Homeoffice geschaffen haben. Wir unterstützen unsere Mitarbeitenden auch dadurch, dass wir gemeinsam mit drei Partnern in einer Kinderkrippe Betreuungsplätze anbieten.

Vergütung und Zusatzleistungen

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

Im Zuge der alljährlichen Kollektivvertragsverhandlungen wurden die Ist-Löhne und Ist-Gehälter mit Wirkung zum 01. Februar 2023 je nach Bezugsgruppe zwischen 8,6 % und 9,6 % erhöht sowie diverse Zulagen, Aufwandsentschädigungen und Lehrlingseinkommen angepasst.

Zusätzlich zum laufenden Bezug sind Leistungen der betrieblichen Altersvorsorge ein wichtiger Bestandteil der Gesamtvergütung und haben von jeher einen hohen Stellenwert. Sie sind eine wichtige Säule der Vorsorge für das Alter und tragen zur Bindung an das Unternehmen bei. Unseren Mitarbeitenden mit unbefristetem Dienstverhältnis ermöglichen wir in Ergänzung zur gesetzlichen Pension eine private Vorsorge im Rahmen eines Pensionssystems. Zur Eigenvorsorge können die Beschäftigten neben den Beiträgen des Arbeitgebers auch freiwillig in die Pensionskasse einzahlen.

Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz

Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz haben für uns höchste Priorität. Unser sicherheitstechnisches Zentrum und die Sicherheitsvertrauenspersonen sind wichtige

Stützen für die Förderung des Bewusstseins und der Eigenverantwortung der Mitarbeitenden hinsichtlich Qualität und Arbeitssicherheit.

Die Stabstelle hat ein weitreichendes Regelwerk zur Beschreibung der Sicherheitsrisiken geschaffen, die Sicherheitsvertrauenspersonen beraten unsere Mitarbeitenden und überwachen die Richtlinien. In allen gesundheits- und sicherheitsrelevanten Bereichen bieten wir Aus- und Weiterbildungsmaßnahmen auch über E-Learnings an.

Zum Zwecke der Gesundheitsvorsorge stellen wir arbeitsmedizinische Dienstleistungen zur Verfügung. Für alle Fragen zur Förderung der Gesundheit am Arbeitsplatz geben Arbeitsmedizinerinnen kompetent Auskunft und betreuen die Mitarbeitenden im Rahmen der Arbeitnehmerschutzbestimmungen. Zu den angebotenen Maßnahmen zählen Gesundheitsuntersuchungen, Impfungen, Seh- und Hörtests sowie Tipps zur gesunden Ernährung. Die Betriebssportgemeinschaft bietet ein breites Sport- und Fitnessprogramm an.

Arbeitnehmersvertretungen

Die partnerschaftliche Zusammenarbeit hat eine lange Tradition und ist Voraussetzung dafür, die Interessen des Unternehmens und der Arbeitnehmenden auch in herausfordernden Situationen in Ausgleich zu bringen. Die Belange unserer Mitarbeitenden werden von den regionalen Betriebsräten und dem Zentralbetriebsrat vertreten, das Mitspracherecht der Lehrlinge wird über gewählte Jugendvertrauensräte gewahrt. Des Weiteren sind drei Arbeitnehmersvertreter 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 Kunden sicher und

zuverlässig mit Energie beliefert werden und erfüllen damit gesellschaftlich bedeutende Aufgaben. Tragende Säule zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit sind unsere flexiblen Wasserkraftwerke, die auch der Stromspeicherung dienen, und die Energienetze, die eine sichere und unterbrechungsfreie Versorgung gewährleisten.

Hochwasserschutz

Unsere Kraftwerke und Talsperren, die den Wasserrückhalt in den Erzeugungsgebieten erhöhen, dienen auch der Hochwasservorsorge und spielen damit eine bedeutende Rolle, Hochwasserschäden zu vermeiden. Mithilfe aktueller Wasserstände und der gemessenen Durchflüsse an den Pegeln liefern wir wesentliche Kenntnisse, die den Hochwasserschutz im Bundesland Tirol verbessern.

Mit den Wasserfassungen und Talsperren unserer Kraftwerksanlagen können wir durch Wasserrückhalt in den Einzugsgebieten einen deutlichen Beitrag zum Hochwasserschutz leisten.

ZWEIGNIEDERLASSUNGSBERICHT

Im Geschäftsjahr 2023 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 zu erkennen, zu analysieren und zu bewerten sowie 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 und des EBITDA (earnings before interest, taxes, depreciation and amortization). 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. In weiterer Folge aggregiert und modelliert das Risikomanagement die Chancen und Risiken und ermittelt die Wahrscheinlichkeitsverteilung betreffend die Schwankungsbreite des Hochrechnungswertes des Ergebnisses vor Steuern sowie der Nettoverschuldung für das laufende Geschäftsjahr bzw. des Planergebnisses vor Steuern sowie der geplanten Nettoverschuldung für das folgende Geschäftsjahr.

GESAMTBURTEILUNG DER CHANCEN- UND RISIKENSITUATION

Die Chancen- und Risikosituation des TIWAG-Konzerns hat sich trotz der rechtlichen Unsicherheiten bei der Preisfestsetzung im Haushaltskundenbereich im Vergleich zum Vorjahr nicht grundsätzlich verändert: Unsere Chancen liegen vor allem in der nahezu 100%igen Abstützung auf der nachhaltigen und erneuerbaren Wasserkrafterzeugung mit hoch- und höchstwertigen Produkten aus (Pump-)Speicherwasserkraft. Auch die solide Ergebnisentwicklung im operativen Bereich, die stabile Liquiditätssituation und günstige Geschäftsentwicklung wesentlicher Beteiligungen wirken risikomindernd. Ein relevantes Risiko im abgelaufenen Jahr stellte die fehlende Rechtssicherheit bei Preisanpassungen im Tarifkundensegment in den Jahren 2022 und 2023 dar. Die aus der Klage der Arbeiterkammer Tirol resultierenden Ergebnis- und Liquiditätsauswirkungen wurden quantifiziert und im Rahmen des Risikomanagements, der Hochrechnungen und der Planung 2024 berücksichtigt.

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 den Betrieb der bestehenden Kraftwerke birgt für uns Risiken.

Die Abgabe einer Prognose für 2024 ist aufgrund globaler Krisen 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 der Veränderungen der Energiewirtschaftsbranche 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 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 die Energiewirtschaft, für Finanzen sowie für Programme und Projekte eingerichtet. Mitglieder der diversen Risk Committees sind neben den Vorständen die Geschäftsführer der TINETZ, TIGAS und TINEXT sowie die zuständigen Bereichs- und Abteilungsleiter.
- Die Risk Committees entwickeln geeignete Risikostrategien und unterstützen die Ergebnis- und Organisationsverantwortlichen.

Instrumente

- Die Richtlinie „Risikomanagement“ bildet die Basis für das Risikomanagement.
- Die Organisationseinheiten bzw. die Tochterunternehmen identifizieren bzw. aktualisieren die Risiken vierteljährlich und dokumentieren diese mittels Risikomanagementsoftware R2C.
- Auf Konzernebene werden die Einzelrisiken zusammengefasst und zu Hauptrisiken verdichtet. Für die Erfassung und Bewertung der Risiken nutzen wir adäquate Bewertungs- und Berichtswerkzeuge und für die Risikoaggregation die Monte-Carlo-Simulation.
- Anhand der modellierten Risiken berechnen wir eine aggregierte Wahrscheinlichkeitsverteilung betreffend die Schwankungsbreite des Hochrechnungswertes des Ergebnisses vor Steuern für das laufende Geschäftsjahr bzw. des Planergebnisses vor Steuern der TIWAG und des Konzerns sowie der geplanten Nettoverschuldung im Konzern für das folgende Geschäftsjahr.
- Im Rahmen der Szenariobetrachtung bestimmen wir die Entwicklung der Risikogröße. Ausgehend vom Erwartungswert werden ein Best und Worst Case Szenario ermittelt.
- Die Gesamtrisikoposition der TIWAG mit ihren größten Risiken samt der Schwankungsbreiten werden vierteljährlich vom Bereich für Controlling und Treasury dargestellt und an den Vorstand berichtet. Darüber hinaus wird einmal jährlich der Prüfungsausschuss der TIWAG und der TINETZ über Ziele und Aufgaben des Risikomanagements samt Überblick über die Inhalte der abgehaltenen Risk Committees informiert.

INTERNES KONTROLLSYSTEM (IKS) IM HINBLICK AUF DEN RECHNUNGSLEGUNGSPROZESS

Der Vorstand hat dafür zu sorgen, dass ein Rechnungswesen und ein internes Kontrollsystem geführt werden, die den Anforderungen des Unternehmens entsprechen und dem Prüfungsausschuss obliegt es, den Rechnungslegungsprozess und die Wirksamkeit des Internen Kontrollsystems zu überwachen. Bezogen auf die Finanzberichterstattung sorgt das IKS dafür, dass die gesetzlichen Vorschriften, die sich aus den Grundsätzen der ordnungsgemäßen Buchführung, den Regelungen des Unternehmensgesetzbuches und des Aktiengesetzes sowie den regulatorischen Verpflichtungen zusammensetzen, eingehalten werden.

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 berechtigten Personen mithilfe des ERP-Softwaresystems SAP, Modul FI abgebildet, dabei werden die Funktionstrennung und das Vier-Augen-Prinzip konsequent umgesetzt. Versicherungsmathematische Gutachten werden von spezialisierten Dienstleistern erstellt.

Das IKS für den Rechnungslegungsprozess wird in regelmäßigen Abständen von der Konzernrevision überwacht und die Ergebnisse daraus werden dem Vorstand und dem Prüfungsausschuss berichtet.

CHANCEN UND RISIKEN

Die Risiken in unserem Geschäft haben sich im Vergleich zum Vorjahr verlagert. Das Geschäftsjahr 2023 war geprägt von den rechtlichen Risiken, die aus der Weiterverrechnung unserer höheren Beschaffungskosten auf unsere Energieabnehmer resultieren. Die Markt-, Finanzierungs- und rechtlichen Risiken sind nach wie vor relevant.

Markt und Wettbewerb

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

Die Eigenerzeugung wird wesentlich von der Hydraulizität, die unmittelbar auf die erzeugte Strommenge wirkt, beeinflusst. In einem Trockenjahr wird weniger, in einem Nassjahr mehr Strom erzeugt. Wesentliche Treiber der nachgefragten Strom-, Gas- und Wärmemengen sind die wirtschaftlichen Entwicklungen und die herrschenden Temperaturen, während die Energiepreise stark von der geopolitischen Lage, den natürlichen Gegebenheiten, regulatorischen Rahmenbedingungen und den Preisen der diversen Primärenergieträger bestimmt werden. Beispielsweise beeinflussen Windgeschwindigkeiten und Sonnenstunden die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und haben damit einen starken Einfluss auf die Strompreise an den Spotmärkten. Eine auf das Marktumfeld abgestimmte Beschaffungsstrategie, eine optimale Vermarktung unter Zugrundelegung der jeweils aktuellen Preiserwartungen für zukünftige Perioden, die laufende Prognose der Last- und Aufbringungssituation, eine transparente Performance- und Risikomessung sowie eine Risikosteuerung innerhalb der jeweiligen Buchstruktur sind die geeigneten Maßnahmen, um den aufkommenden Risiken entgegenwirken zu können.

Der Wettbewerbsdruck ist unverändert hoch. Wir sind bestrebt unsere Prozesse kontinuierlich zu verbessern und durch unsere Strom-, Gas- und Wärmeprodukte samt den entsprechenden Dienstleistungen erhalten wir unsere Wettbewerbsfähigkeit. Falls Kunden dazu übergehen, ihren Energiebedarf selbst zu erzeugen, unterstützen wir sie dabei durch innovative und wettbewerbsfähige Produkte und Dienstleistungen. Der Markt für Kleinunternehmer und Haushaltskunden war im Geschäftsjahr 2023 jedoch von Marktaustritten durch Wettbewerber, Änderungskündigungen und rechtlichen Unsicherheiten überschattet. Die in Zusammenhang mit Entgeltanpassungen und der Novellierung des § 80

EIWOG bei diversen Energieversorgern anhängigen Klagen als auch die Regelungen zur Verlängerung der Strompreisbremse werden zumindest auch noch das Geschäftsjahr 2024 prägen und damit weiterhin eine außergewöhnliche Marktlage bewirken. Die Energiebeschaffungspreise waren – nach starkem Anstieg im Geschäftsjahr 2022 – im Berichtsjahr wieder rückläufig. Die stark gestiegenen Strombeschaffungskosten konnten nicht vollständig in die Preiskalkulation einbezogen werden. In den Tarifen für Kleinunternehmer und Haushaltskunden wurden Erzeugungsmengen eigener Kraftwerke kostendämpfend mitberücksichtigt und die diesbezügliche Beschaffungsstrategie angepasst.

Wir sind einem anhaltenden Preiswettbewerb ausgesetzt. Zur Risikominimierung werden die Eigenerzeugung unserer Kraftwerke sowie Forwards und Futures mit physikalischer bzw. finanzieller Vertragserfüllung eingesetzt.

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

Der Abschluss der Over-the-Counter (OTC) Handelsgeschäfte 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 in Kombination mit einem Portfoliodenken versuchen wir gezielt Chancen zu nutzen und Risiken zu verhindern. 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 kontrollieren. Klimabezogene Risiken resultieren aus regulatorischen 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 verlorengehen 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 und technische Wartung in stabile und redundante IT-Systeme samt Back-up-Systemen, in normierte Sicherheitsstandards, Krisenübungen sowie strikte Handhabung der Zugangsberechtigungen und Zugangskontrollen erzielt. Die im Einsatz befindlichen Systeme werden permanent geprüft und fortlaufend aktualisiert. 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.

Währungs-, Zins- und Aktienkursschwankungen bestehen aufgrund potenzieller Änderungen der Wechsel-

kurse, der Marktzinsen und der Aktienkurse. 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, Finanzmittel bei Bedarf nicht zu den erwartenden Konditionen beschaffen zu können, begegnen wir durch eine langfristig abgestimmte und zentral gesteuerte Finanzplanung. Die erwarteten Auswirkungen von steigenden Zinsen auf die Refinanzierung haben wir in unserer Unternehmensplanung bereits berücksichtigt. Auswirkungen von Zinsschwankungen werden im Rahmen des Risikomanagements betrachtet.

Beteiligungsrisiken sowie -chancen resultieren aus schwankenden Beteiligungsergebnissen, Schwankungen von 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 Geschäftsbeziehungen mit Kunden und Lieferanten können aufgrund von Ausfällen Vermögensverluste entstehen. Aktuell verursachen die kurzfristigen und intensiven Energiepreisanstiege ein verstärktes Risiko, dass einzelne Vertragspartner in wirtschaftliche Schwierigkeiten geraten können und damit die Vertragserfüllung uns gegenüber gefährdet werden könnte. Um solche Forderungsausfallsrisiken zu begrenzen setzen wir als Sicherungsinstrumente angemessene Vertragsgestaltungen ein, diversifizieren die Geschäftspartner

und setzen ein straffes Forderungsmanagement, das Limits festlegt und zeitnah anpasst, ein. Anlassbezogen werden Barsicherheiten bzw. Bankgarantien eingefordert. Im Finanz- und im Energiehandelsbereich werden Kreditbeziehungen zu Banken und Handelspartnern mit hoher Bonität unterhalten. Die Bonität und die Limits werden laufend überprüft.

Wir haben eine vertragliche Nachschussverpflichtung für leistungsorientierte Pensionszusagen gegenüber der Pensionskasse übernommen. 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 flüssigen 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.

Wegen der volatilen Marktpreise an den Energiehandelsmärkten haben wir im Berichtsjahr das Liquiditätsmanagement noch intensiver als in den Vorjahren betrachtet, damit wir frühzeitig mögliche zukünftige Entwicklungen und Einflüsse mitberücksichtigen können. Dabei legen wir ein besonderes Augenmerk auf die

liquiditätswirksamen Sicherheitshinterlegungen aus dem Großhandel. Um auch bei größeren Schwankungen über ausreichende liquide Mittel zu verfügen, halten wir entsprechende Barlinien vor und haben auch eigene Finanzierungsmöglichkeiten vertraglich fixiert.

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 mit den Behörden und der Politik versuchen konstruktive Dialoge führen. Wo erforderlich, passen wir unsere Prozesse und Geschäftsmodelle an und entwickeln zur Nutzung sich bietender Chancen Produkte und Dienstleistungen.

Seit Beginn des Ukraine-Krieges hat sich die Wahrscheinlichkeit von regulatorischen Eingriffen in die Energiemärkte und die Stromerzeugung stark erhöht. Des Weiteren besteht Unsicherheit darüber, wie die deutlich gestiegenen Energiebeschaffungskosten in unsere Absatzpreise umgelegt werden können. Die Energiebranche ist hier abhängig von einer konkreten Rechtsgrundlage durch den Gesetzgeber als Reaktion auf die außergewöhnliche Markt- und Energieversorgungslage. Bei der Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie (WRRL) besteht für die Speicherkraftwerke ein nach wie vor schwer quantifizierbares Risiko – insbesondere hinsichtlich der Dotierwasserabgabeforderungen

an den hochliegenden Wasserfassungen und Talsperren (Erzeugungsverluste) sowie den vorgesehenen Schwalldämpfungsmaßnahmen. Auch allfällige zukünftige Veränderungen der Preiszonen, beispielsweise eine Auftrennung Deutschlands in mehrere Zonen oder mehrere Marktgebiete innerhalb Österreichs, stellen ein regulatorisches Risiko dar, welches jedoch auch mit Chancen verbunden sein kann. Weitere aus heutiger Sicht noch kaum greifbare Rechts- und Regulierungsrisiken ergeben sich aus aktuell vorangetriebenen legislativen Vorhaben. Gravierende Auswirkungen und Anpassungsbedarf für das Geschäftsmodell können sich insbesondere aus dem neuen Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EiWG) sowie aus den Novellen zur EU Erneuerbare-Energie-Richtlinie (RED II) und der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie ergeben.

V. AUSBLICK

Abgeleitet aus den Zielsetzungen des Aktionärs und der Konzernstrategie werden wir weiterhin Garant für die sichere, qualitativ hochwertige und nachhaltige Strom- und Wärmeversorgung in Tirol zu wettbewerbsfähigen Preisen bleiben und im intensiven Dialog mit allen relevanten Stakeholdern den Ausbau der heimischen Wasserkraft und die Entwicklung neuer Geschäftsfelder konsequent vorantreiben.

Wir haben einen gemeinsamen wichtigen Auftrag zu erfüllen: die Energiewende im Rahmen des physikalisch und energiewirtschaftlich Möglichen umzusetzen und dabei die Versorgungssicherheit für Tirol zu gewährleisten.

Unser Konzern wird im aktuellen Planungszeitraum bis 2028 rund 2,4 Milliarden Euro in den Ausbau der Infrastruktur investieren. Neben den laufenden Kraftwerksprojekten im Tiroler Oberland und in Osttirol fließen mit über € 700 Mio so viele Mittel wie noch nie in den Netzausbau. Im Bereich der neuen Technologien planen wir Projekte im Ausmaß von rund € 110 Mio, darunter eine Offensive im Bereich der Photovoltaik sowie dem Ausbau der regionalen Fernwärme. Ein wesentlicher Teil der Investitionen fließt in die heimische Wertschöpfung, bleibt damit in Österreich, stärkt unsere Wirtschaft und sichert Arbeitsplätze. Der geplante umweltverträgliche Ausbau

der heimischen Wasserkraft ist ein wesentlicher Baustein für die Versorgungssicherheit Tirols und ein Beitrag für das Gelingen der europäischen Energiewende.

Ein Fokus allein auf Tirol greift dabei zu kurz, für die Umsetzung der Energiewende muss jedes Land solidarisch den bestmöglichen Beitrag leisten.

So ist auch Tirol auf absehbare Zeit darauf angewiesen, dass unsere europäischen Nachbarn im Winter Grundlastenergie für Tirol liefern, um die Versorgungssicherheit Tirols in dieser Zeit zu gewährleisten – wir beziehen aus Deutschland zur Versorgung unserer Kunden in Tirol mehr Strom, als wir physikalisch dorthin liefern.

Zur Finanzierung des geplanten Investitionsvolumens müssen wir erhebliche Fremdmittel aufnehmen. Finanzpolitisch verfolgen wir das Ziel, die geplanten Investitionen aus eigener Kraft ohne Kapitalerhöhungsmaßnahmen zu bewältigen und damit die finanzielle Unabhängigkeit des Konzerns zu sichern. Dazu ist es wesentlich, die Verschuldungsquote des Konzerns in einem Bereich zu stabilisieren, der die ausgezeichnete Bonität unserer Unternehmensgruppe wahrt. Angemessene, an der genehmigten „Dividend Policy“ orientierte Ausschüttungen an den Alleinaktionär spielen dabei eine wesentliche Rolle.

Die Entwicklungen der letzten Jahre haben eindrucksvoll belegt, dass wir auch starke Schwankungen der gesamt- und energiewirtschaftlichen Situation bewältigen können. Eine deutliche Verschlechterung der energiepolitischen und regulatorischen Rahmenbedingungen könnte allerdings den Erfolg der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG und des Konzerns beeinträchtigen.

Innsbruck, am 05. April 2024

Der Vorstand

Mag. Dr.
Erich Entstrasser

Dipl.-Ing.
Thomas Gasser, MBA

Dipl.-Ing.
Alexander Speckle



WEITERE INFORMATIONEN ZUM GESCHÄFTSJAHR

Unsere KundInnen	93
Unsere MitarbeiterInnen	95
Betrieb und Instandhaltung der Kraftwerksanlagen	99
TINETZ – Systemführung und Betrieb des Verteilernetzes	104
Stromhandel	112
TINEXT – Aktivitäten im Geschäftsjahr 2023	128
Sonstige Aktivitäten	130



Die TIWAG-Gruppe unterstützt die europäischen und nationalen Energieziele und ist eine treibende Kraft für den ökologischen Wandel in Tirol. Ihre Geschäftstätigkeit generiert eine hohe regionale Wertschöpfung zum Wohle der Wirtschaft und Bevölkerung des Landes.

Unsere KundInnen

Die Verwerfungen am Energiemarkt haben sich 2023 fortgesetzt und stellen sowohl die Energieversorger als auch die Tiroler Bevölkerung und Unternehmen weiter vor große Herausforderungen. TIWAG ist sich ihrer Verantwortung bewusst und arbeitet intensiv an Lösungen für alle Kundengruppen.

Kundenbindung und Kundenservice

Die Rechtsunsicherheit im Hinblick auf Verträge und Preisanpassungen hat TIWAG unter anderem dazu veranlasst, die Allgemeinen Lieferbedingungen Elektrische Energie (ALB) für Standardprodukte zu Beginn des Berichtsjahrs zu überarbeiten. Entgeltänderungen erfolgen damit nicht mehr auf Basis öffentlich zugänglicher Indizes, sondern nach den gesetzlichen Vorgaben des § 80 Abs. 2 EIWOG 2010. Um der rechtlichen Informationspflicht zu entsprechen, waren umfassende Kundenschreiben mit teilweise vorgegebenen Mustertexten notwendig, die bei vielen KundInnen auf Unverständnis stießen.

Aufgrund zahlreicher österreichweit laufender Gerichtsverfahren und um die KundInnen auch in Zukunft rechtsicher mit Strom zu attraktiven Preisen versorgen zu können, wurde das Produktangebot angepasst. Rund zwei Drittel der BestandskundInnen haben das Angebot für ein günstigeres Neuprodukt angenommen. KundInnen, die sich bis zum Ende des Berichtsjahrs nicht entschieden hatten, wurden darüber informiert, dass die alten Stromprodukte mit 31. März 2024 auslaufen und der Abschluss eines neuen Produkts notwendig ist. TIWAG bleibt auch im Neuprodukt weiterhin einer der günstigsten Landesenergieversorger in Österreich.

Trotz stetiger Aufstockung der Personalkapazitäten und Prozessoptimierungen in der Kundenberatung sowie dem Service Center war es nicht möglich, die auch durch die Medienberichterstattung massiv angestiegenen Anfragen und Beratungswünsche sogar unter zusätzlicher Nutzung eines externen Service Centers in angemessener Zeit zu beantworten. Alternative Kontaktangebote wie Informationsstände in Einkaufszentren, auf Messen und bei Veranstaltungen sowie der Businessstall am Achensee wurden gut angenommen.

Der steigenden Nachfrage nach E-Mobilitätslösungen wurde mit einer Erweiterung des TIWAG-Onlineshops und individuellen E-Ladelösungen für E-Autoflotten entsprochen.

Gemeindebetreuung

Die Beratung der Gemeinden wird seit heuer wieder direkt von eigens geschulten KundenbetreuerInnen übernommen und maßgeschneiderte Lösungen wie beispielsweise der „Sonnenfonds Kommunal“ angeboten. Ganz allgemein war das Interesse an TIWAG-PV-Produkten wie dem „TIWAG-Sonnenfonds“ sowie an Lösungen für Erneuerbare Energiegemeinschaften (EEGs) groß.

GeschäftskundInnen

Den Key-Account-Managern der TIWAG ist es nach erfolgreichen Verhandlungen gelungen, sehr große KundInnen mit individuellen und bedarfsgerechten Angeboten und langfristigen Verträgen für TIWAG zu gewinnen. Auch im KMU-Segment konnte nach einem sehr beratungsintensiven Jahr die Kundenbasis stabil gehalten und wichtige Vertragsverlängerungen mit unseren KundInnen erfolgreich vereinbart werden.

Netzwerk Wärmepumpe Tirol

Die Netzwerk-Wärmepumpe-Website wurde im Berichtsjahr umfassend überarbeitet, übersichtlicher gestaltet und um neue Features erweitert. Eine „Klickstrecke“ ermöglicht es, Kundenanfragen zu kanalisieren und somit schneller sowie zielgerichteter zu bearbeiten.

Das Beratungsangebot auf Messen hat sich bestens etabliert. Die Ausweitung des Informationsangebots rund um die Wärmepumpe wird durch die Einrichtung des „Marktplatz Wärmepumpe“ auf der Hausbau & Energie Messe Innsbruck ab 2024 auf Schiene gesetzt.

TIWAG-Vorteilswelt

Die Plattform wurde einem grundlegenden Relaunch unterzogen und technisch auf den neuesten Stand gebracht. Optimierte Features zur Content-Darstellung tragen deutlich zur Verbesserung der User-Experience bei. Die stetig wachsende Vorteilswelt-Community wurde regelmäßig per Newsletter über neue Vorteile und Updates informiert.

Weihnachtsspende

Die Auswirkungen der COVID-Pandemie trafen und treffen Kinder und Jugendliche besonders stark, ihre Ängste und Sorgen haben nachweislich zugenommen. Die traditionelle Weihnachtsspende in Höhe von 10.000 Euro ging 2023 daher an youngCaritas zur Unterstützung des Projekts „Take Care Take Action: Psychische Gesundheit bei Jugendlichen stärken“. Es werden in ganz Tirol Workshops angeboten, deren Ziel es ist, die psychische Gesundheit von Jugendlichen zu fördern und ihre Resilienz zu stärken.



Traditionelle Spendenübergabe (v.l.): Claudia Schütz (Dienstellenleitung youngCaritas ab 2024), Christian Nagele (Bereichsleiter TIWAG-Energievertrieb), Sibylle Auer (youngCaritas-Bereichsleitung Freiwilliges Engagement), Vorstandsvorsitzender Erich Entstrasser und Vorstandsdirektor Alexander Speckle.

Unsere MitarbeiterInnen

Um den ständigen Veränderungen am Arbeitsmarkt, den wachsenden Herausforderungen des Energiemarktes sowie den sich laufend ändernden Rahmenbedingungen und deren Auswirkungen auf die internen Prozesse gerecht zu werden, sind qualifizierte und bestens ausgebildete MitarbeiterInnen unverzichtbar.

Der Fachkräftemangel zeigt auf, wie wichtig es ist, in Personalentwicklungsmaßnahmen zu investieren, sich damit am Arbeitsmarkt als attraktiver Arbeitgeber zu positionieren und im sogenannten „Kampf um Talente“ zu überzeugen. Ein erfolgreiches Personalmanagement stellt somit sicher, dass entsprechend qualifizierte MitarbeiterInnen zur Verfügung stehen und einen gemeinsamen Beitrag zur Erreichung der strategischen Ziele der TIWAG-Gruppe leisten.

PERSONALENTWICKLUNG

Das Unternehmen investierte im Jahr 2023 rund € 1,2 Mio in die Aus- und Weiterbildung der MitarbeiterInnen. Darüber hinaus haben die Mitarbeitenden rund 35.000 Stunden für die Aus- und Weiterbildung aufgebracht.

Ausgelöst durch die COVID-19-Pandemie musste die Personalentwicklung neue Wege finden: Der Trend zur Digitalisierung im Aus- und Weiterbildungsbereich hält über die COVID-19-Pandemie hinaus weiterhin an. Auch in diesem Berichtsjahr wurden vermehrt digitale bzw. hybride Schulungen angeboten und durchgeführt, was von den MitarbeiterInnen sehr gut angenommen wurde. So wurden in 2023 beispielsweise 16 digitale Kurzschulungen („Shortcuts“) zu je 90 Minuten zum Thema effiziente Büroarbeitsorganisation für über 200 Teilnehmende erfolgreich veranstaltet.

Die Digitalisierung der Prozesse im Bereich des Personalcontrollings wurde ebenfalls stark vorangetrieben. So konnte mit der Einführung der Anwendung „SAP-Business-Warehouse“ eine automatisierte Personalkennzahlensaufbereitung bereitgestellt werden, die durch

Personalstände TIWAG und überlassenes Personal an TINETZ-Tiroler Netze GmbH	2023		2022		2021	
	Köpfe	aliquot*	Köpfe	aliquot*	Köpfe	aliquot*
Stichtag: jeweils 31.12. (ohne Vorstandsmitglieder)						
Angestellte	1.196	1.148,1	1.147	1.100,7	1.130	1.086,4
Arbeiter	171	165,7	166	161	156	150,9
Arbeiter-Lehrlinge	38	38	29	29	26	26
Angestellten-Lehrlinge	8	8	8	8	7	7
Gesamt	1.413	1.359,8	1.350	1.298,7	1.319	1.270,3
Männer	1.185	1.174	1.128	1.119,3	1.116	1.108,5
Frauen	228	185,8	222	179,4	203	161,8
Gesamt	1.413	1.359,8	1.350	1.298,7	1.319	1.270,3
Durchschnittsalter (in Jahren)**	43,3		44		44,3	
Durchschnittliche Unternehmenszugehörigkeit (in Jahren)**	18,3		19,4		20,1	

* Umrechnung von Teilzeit- auf Vollbeschäftigung

** ohne Lehrlinge

den Wegfall von manuellen Schnittstellen eine Reduktion des administrativen Aufwands sowie eine Steigerung der Prozessqualität bewirkt. Die dazugehörigen Prozesse zur Kennzahlenaufbereitung wurden dokumentiert sowie transparent dargestellt. Darüber hinaus wurden jene Prozesse der Personalakquise und Mitarbeitervertretung, die im vorangegangenen Jahr eine Digitalisierung durchlaufen haben, weiter modifiziert und benutzerfreundlicher gestaltet.

Interne Kommunikation:

Fokus auf Transparenz und Wissensvermittlung

Als eine direkte Umsetzungsmaßnahme der MitarbeiterInnen-Befragung 2022 wurde in 2023 der Wissenstransfer sowie die transparente Kommunikation zu den MitarbeiterInnen der TIWAG-Gruppe gestärkt. Die Abteilung Öffentlichkeitsarbeit betreibt dafür seit mehreren Jahren einen eigenen Intranet-Blog für MitarbeiterInnen, der im Berichtsjahr noch weiter intensiviert wurde und vielfältige Themen aus allen Unternehmensbereichen der TIWAG-Gruppe aktuell abbildet. Ergänzt wurde dieses Angebot in 2023 durch das Vortragsformat „Energy Lunch“, bei dem die MitarbeiterInnen einfach und unkompliziert die Möglichkeit haben, sich über verschiedene Themen zu informieren und das ebenfalls von der Abteilung Öffentlichkeitsarbeit durchgeführt wird. Diese Vorträge finden regelmäßig online über MS-Teams und in der Mittagspause statt, sodass möglichst vielen MitarbeiterInnen die Teilnahme unabhängig vom jeweiligen Arbeitsort und ihren Tätigkeiten ermöglicht wird. In 2023 fanden mehrere digitale Vorträge von internen ExpertInnen und Führungskräften zu den Themen Strompreisentwicklung, den Ausbauprojekten Imst-Haiming und Kaunertal, geänderte Herausforderungen an den Netzausbau- und -betrieb, Ökologie und Cyber Security statt.

Online-Shortcuts für Führungskräfte

Dem allgemeinen Trend zur Digitalisierung sowie Verkürzung der Lerneinheiten im Schulungsbereich folgend, wurde auch bei dem im Berichtsjahr neu konzipierten

Schulungsangebot für Führungskräfte Rechnung getragen. Auf digitalem Wege wurden zweistündige Impulsvorträge (Herausforderungen der Arbeitswelt 4.0, Umgang mit schwierigen Situationen und Personen für Führungskräfte sowie Führen von hybriden Teams) angeboten.

Fachliche Weiterbildungen sowie Schulungen zur Erhöhung der Arbeitssicherheit und des Gesundheitsschutzes

Im Berichtsjahr wurden zahlreiche Schulungen zur Erhöhung der Arbeitssicherheit, zum Gesundheitsschutz, zur fachlichen Weiterbildung, zum Projektmanagement und zur Führungskultur durchgeführt. Beispielhaft sei die Auffrischung der ErsthelferInnen-Ausbildung erwähnt, die über 290 MitarbeiterInnen absolviert haben.

Zur Veranschaulichung der im Jahr 2023 erfolgreich durchgeführten Aus- und Weiterbildungsmaßnahmen:

- ca. 750 Veranstaltungstermine organisierten die MitarbeiterInnen der Personalabteilung; davon ca. 500 unterschiedliche Präsenzkurse für ca. 3.250 TeilnehmerInnen
- knapp 660 MitarbeiterInnen absolvierten Schulungen zu Arbeitssicherheit und Umweltschutz
- ca. 650 MitarbeiterInnen absolvierten fachliche Weiterbildungsveranstaltungen
- ca. 15.800 E-Learning Module wurden positiv absolviert

MitarbeiterInnen-Befragung

Basierend auf den Ergebnissen der MitarbeiterInnen-Befragung 2022 wurde im Jahr 2023 die hybride Schulung „Umgang mit schwierigen Situationen und KundInnen“ entwickelt. Diese bestand aus drei Online-Terminen und einem halbtägigen Abschlusstermin in Präsenz. Das Seminar thematisierte belastende Situationen im beruflichen Alltag und ihre Folgen und beschäftigte sich vor allem mit Tools und Tipps zur emotionalen Entlastung. Die Schulung wurde in einem ersten Durchlauf für

MitarbeiterInnen im direktem Kundenkontakt angeboten. Aufgrund der hohen Nachfrage sowie dem positiven Feedback zum Seminarinhalt wurde die Schulung in einem weiteren Schritt konzernweit für alle MitarbeiterInnen angeboten. In Summe fanden im Berichtsjahr 14 Seminarreihen zu diesem Thema statt.

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

Um neu eingetretenen MitarbeiterInnen einen kompakten Überblick über die TIWAG-Gruppe zu vermitteln, wurden im Jänner, Juli und Oktober 2023 die bereits etablierten zweitägigen Veranstaltungen „TIWAG Kompakt: Der Konzern stellt sich neuen MitarbeiterInnen vor“ veranstaltet. Hierbei informierten Führungskräfte aus verschiedenen Organisationseinheiten die neuen MitarbeiterInnen über Wissenswertes aus ihren Fachbereichen. Besichtigungen von TIWAG-Kraftwerksanlagen und betrieblichen Einrichtungen der TINETZ rundeten diese Veranstaltungen ab.

Auch 2024 wird „TIWAG-Kompakt“ erneut dreimal im Jahr für neue MitarbeiterInnen angeboten werden. Um diesen in zwei Tagen die wichtigsten Informationen zusammenzufassen, wird das Konzept laufend überarbeitet und um aktuell wichtige Themen wie beispielsweise der ausweiteten Informationssicherheit ergänzt.

LEHRLINGE UND PRAKTIKANTINNEN

TIWAG legt als „Ausgezeichneter Tiroler Lehrbetrieb (2011–2025)“ und „Staatlich ausgezeichneter Ausbildungsbetrieb“ besonderen Wert auf eine fundierte und qualitativ hochwertige Lehrlingsausbildung in verschiedenen Lehrberufen. Im Jahr 2023 befanden sich insgesamt 53 Lehrlinge in der TIWAG-Gruppe in Ausbildung. Um junge Talente zu gewinnen, legt TIWAG großen Wert auf ein professionelles Auswahlverfahren. Mit dem WIFI Tirol als Partner absolvieren die LehrstellenbewerberInnen eine standardisierte Potenzialanalyse, die



die Fähigkeiten und Interessenschwerpunkte künftiger Lehrlinge ermittelt. Die auf dieser Grundlage ausgewählten Lehrlinge erhalten eine fundierte Ausbildung in zukunftsorientierten Berufen wie z.B. ElektrotechnikerIn, Fachmann/-frau Metalltechnik, InformationstechnologIn und (bau-)technische(r) ZeichnerIn.

Auch Personalmarketingmaßnahmen spielen eine wichtige Rolle, um am Arbeitsmarkt als attraktiver Arbeitgeber präsent zu sein. Die TIWAG-Gruppe war daher 2023 auf mehreren Veranstaltungen (Messen, Tage der offenen Türe, Berufsfestivals etc.) mit einem Stand vertreten und nahm dabei die Möglichkeit wahr, 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. Das Jahr 2023 brachte einen zweifachen Landessieger, einen zweiten Platz, elf goldene und ein silbernes Leistungsabzeichen hervor. Um die eindrucksvollen Leistungen gebührend zu honorieren, wurden die Leistungsprämien für die Lehrlinge im Jahr 2023 deutlich angehoben.

Praktika

Im Rahmen der berufspraktischen Tage hat TIWAG im Berichtsjahr rund 50 Schnupperlehrlingen die Möglichkeit geboten, zu den im Unternehmen angebotenen Lehrberufen erste Erfahrungen zu sammeln.

Insgesamt 35 FerialpraktikantInnen und 27 PflichtpraktikantInnen unterstützten im Berichtsjahr die unterschiedlichsten Organisationseinheiten. Die Praktikumsstellen sind eine wichtige und effektive Personalmaßnahme, um die Fachkräfte der Zukunft zu identifizieren und ins Unternehmen zu holen. Im Sinne einer passenden Zuteilung nach Fähigkeiten und Interesse wurde der Ferialstellenprozess digitalisiert. Erstmals fand auch ein Informations- und Austausch-Workshop für die FachbetreuerInnen statt, mit dem Ziel, sie auf ihre Rolle vorzubereiten und die Qualität der Betreuung zu steigern.

SOZIALES

Kinderkrippe

TIWAG bietet gemeinsam mit drei Partnern in einer Kinderkrippe Betreuungsplätze für Kinder von MitarbeiterInnen an. Damit schließen die Projektpartner die Betreuungslücke zwischen dem Ende des Karenzurlaubes und der Kindergartenreife – ein Weg, die Doppelbelastung von Beruf und Familie zu erleichtern. TIWAG gewährt ihren MitarbeiterInnen überdies einen „Kinderkrippenzuschuss“. Mit dieser familienfreundlichen und freiwilligen Sozialleistung entlastet das Unternehmen das Budget junger Familien und erleichtert den Wiedereinstieg in das Berufsleben.

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 die Qualität des ArbeitnehmerInnenschutzes. Zusätzlich bietet die TIWAG-Gruppe ein breites Spektrum an Sicherheitsschulungen und -trainings zur Unfallverhütung an.

PensionistInnen

Zum Bilanzstichtag erhielten 1.471 ehemalige MitarbeiterInnen sowie deren Hinterbliebene Ruhegeldleistungen.

AUSBLICK

Auch in 2024 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 sowie die effiziente und unternehmensübergreifende Zusammenarbeit der MitarbeiterInnen zu steigern.

Betrieb und Instandhaltung der Kraftwerksanlagen

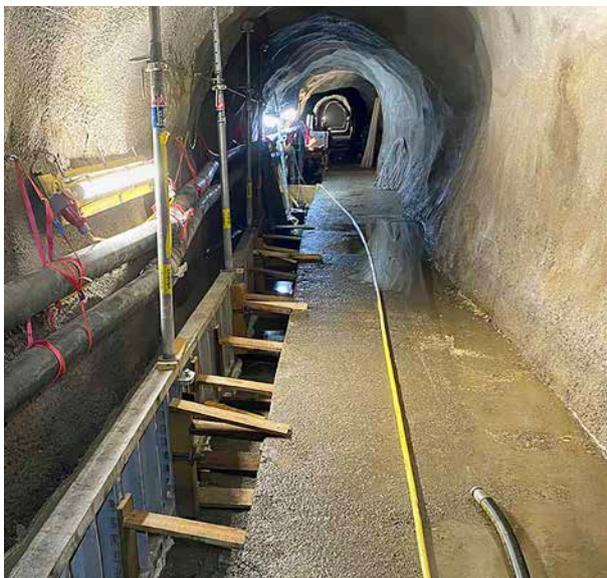
Im Jahr 2023 lag die Energieerzeugung in den Erzeugungsanlagen der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG mit rund 3.499 Gigawattstunden (GWh) um 16,91 Prozent oder 506 GWh über dem Wert des Vorjahres.

WICHTIGE PROJEKTE UND MASSNAHMEN

Kraftwerk Kaunertal: Sanierung der Überleitung Radurschl

An der Beileitung Radurschl sind die Wasserfassungen Radurschl und Tschey mit einem Gesamteinzugsgebiet von rund 41 km² angebunden. Über den 11,4 km langen Überleitungsstollen wird dabei Wasser der beiden Bäche in den Speicher Gepatsch geleitet und für die Stromproduktion im Kraftwerk Kaunertal verwendet. In Teilabschnitten der Beileitung wurden Schäden am Sohlbeton, an den Spritzbetonsicherungen sowie an den geankerten Teilabschnitten festgestellt, die aus dem fast 60 Jahre laufenden Betrieb und geologisch bedingten Einflüssen resultieren.

In der ersten Bauphase bis März 2022 wurden die Befahrbarkeit des Überleitungsstollens vom Ausleitungsportal Gepatsch bis ins Baufeld hergestellt und Vorkehrungen zur Arbeitssicherheit im Stollen getroffen. Ab Jänner 2023 fanden die eigentlichen Instandhaltungsarbeiten im Beileitungsstollen statt. Diese konnten bis Ende April 2023 abgeschlossen werden.



Sanierungsarbeiten im Beileitungsstollen Radurschl

Kraftwerk Amlach: Großrevision von Turbine und Generator der Maschine 1

Das Kraftwerk Amlach in Osttirol verfügt über zwei Maschinensätze mit einer Gesamtleistung von 60 Megawatt (MW). Nach der Großrevision am Maschinensatz 2 erfolgten von November 2022 bis April 2023 die Revisionsarbeiten am Maschinensatz 1, die eine vollumfängliche Sanierung bzw. Erneuerung der verschlissenen Turbinenkomponenten sowie die Revision des Generators umfassten.



Der Kompaktteil der Turbine wurde herausgehoben, komplett saniert und wieder eingebaut.

In den kommenden Jahren kann es durch geplante Maßnahmen zum nachhaltigen Sedimentmanagement im Speicher Tassenbach, die die gezielte Zugabe von Sedimenten in das Triebwasser umfassen, zu einer Erhöhung der Belastung für die Turbinen kommen. Die betroffenen Turbinenkomponenten wurden daher im Rahmen der Großrevision durch Beschichtungen in einen verschleißfesteren Zustand gebracht. Auch am Generator wurden verschiedene Mängel behoben und Verbesserungen durchgeführt, die dessen Lebensdauer deutlich verlängern. Zur Erhöhung der Betriebssicherheit wurde bei beiden Maschinensätzen zudem die Lagerölversorgung auf den neuesten technischen Stand gebracht. Der Maschinensatz 1 konnte Anfang April 2023 wieder für den Netzbetrieb freigegeben werden.



Großrevision im Kraftwerk Amlach



Das neue Laufblad bei der sogenannten Eindringprüfung

Kraftwerk Silz:

Anschaffung eines neuen Laufblades für Maschine 1

Das Kraftwerk Silz verfügt über die beiden größten Maschinensätze der TIWAG mit einer Leistung von je ca. 250 MW. Nach den positiven Betriebserfahrungen eines neu angeschafften Laufblades, dessen Einbau in die Maschine 2 im Mai 2020 erfolgte, wurde 2022 ein weiteres neues Laufblad bestellt. Dieses wurde noch Anfang 2023 im Herstellerwerk erfolgreich geprüft, Anfang April schließlich in die Maschine 1 eingebaut und ist seitdem in Betrieb. Durch die neue Geometrie der Laufblatbecher haben sich die Standzeiten deutlich verbessert, wie sich am älteren der beiden Laufblätter erkennen lässt: Nach drei Jahren Betrieb bzw. 8.000 Betriebsstunden sind keine auffälligen Abnutzungen feststellbar.



Auch nach rund 8.000 Arbeitsstunden lassen sich am bereits länger in Betrieb befindlichen Laufblad der Maschine 2 keine Abnutzungserscheinungen erkennen.

Gemeinschaftskraftwerk Inn (GKI): Übernahme in den Regelbetrieb

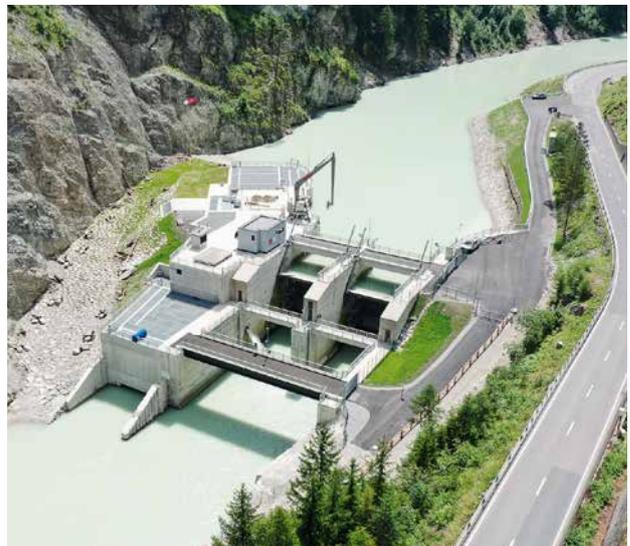
Das Gemeinschaftskraftwerk Inn (GKI) wurde auf dem Staatsgebiet der Schweiz und auf österreichischem Boden als Gemeinschaftsprojekt der Engadiner Kraftwerke AG und der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG errichtet. Es ist das größte seit vielen Jahren errichtete Laufkraftwerk in den Alpen.

Das Kraftwerk hat samt der Dotiermaschine eine Leistung von 97,4 MW und erzeugt durchschnittlich 448 GWh Strom pro Jahr. Bereits 2022 wurde das Kraftwerk fertiggestellt und in Betrieb genommen, während der Probetrieb der Dotiermaschine in der Wehranlage Ovella Anfang Juni 2023 abgeschlossen wurde. Damit befindet sich das GKI im Vollbetrieb und es werden laufend Betriebserfahrungen gesammelt, die zur unmittelbaren Verbesserung des Kraftwerkseinsatzes genutzt werden. Die in der Vergangenheit sehr starken Abflussschwankungen am Inn beeinträchtigten eine positive Entwicklung der Gewässerstrecke zwischen Martina und Prutz. Durch die Errichtung des Kraftwerks werden diese maßgeblich reduziert.



Das Krafthaus des GKI ist zum Großteil unterirdisch gebaut und befindet sich in Prutz.

TIWAG hat im Auftrag der GKI GmbH die technische Betriebsführung des Kraftwerks übernommen. Diverse Restarbeiten und die Fertigstellung von Ausgleichsmaßnahmen erstrecken sich noch bis ins Jahr 2024.



Im Grenzgebiet zur Schweiz befindet sich das Wehr Ovella.

Kraftwerk Kaunertal: Sanierung des Kühlwasserbrunnen

Im Kraftwerk Kaunertal sind seit der Inbetriebnahme insgesamt sechs Grundwasserbrunnen im Einsatz, die die betriebsnotwendige Kühlwasserversorgung der Maschinensätze sicherstellen.

Aufgrund der während des über 50-jährigen Betriebes fortschreitenden Korrosion der eingebauten Filterrohre und der zunehmenden Verschmutzung der Filterschlitze wurden die Brunnen im Berichtsjahr einer Generalsanierung unterzogen, um auch zukünftig die erforderliche Kühlleistung für den Betrieb des Kraftwerks aufrechtzuerhalten.



Die alten Filterrohre wurden entfernt und durch neue Edelstahl-Rohre ersetzt.

Bei den Sanierungsarbeiten wurden neue Edelstahl-Filterrohre eingebaut, der verschmutzte Filterkies abgesaugt und der Zwischenraum zwischen dem äußeren und inneren Filterrohr neu bekiest. Zusätzlich wurden auch die erdverlegten Kühlwasserleitungen von den Brunnen bis in die Verteilrohrleitungshalle saniert. Die Arbeiten wurden im Herbst 2023 abgeschlossen.



Einer der Brunnen nach der Sanierung

Kraftwerk Kautertal: Generalsanierung der Gebäude

Die bestehenden Gebäude (Maschinenhalle, Betriebsgebäude und Werkstätte inklusive Montagehalle) des Kraftwerkes Kautertal in Prutz wurden im Zeitraum von 1962 bis 1964 errichtet. Nach über 60 Jahren Nutzung war eine grundlegende Sanierung (Fassade, Fenster, Türen, Elektroinstallation, Heizung, Klima, Lüftung, Sanitär etc.) des Betriebsgebäudes samt Vorplatz, des Werkstättegebäudes und der Montagehalle erforderlich.

Eine besondere Herausforderung stellten die Bauarbeiten während des Betriebes des Kraftwerks dar. Für das Betriebspersonal wurden Container als Ersatzräume während der Bauarbeiten geschaffen. Die Arbeiten laufen seit Anfang 2023 und sollen in 2024 abgeschlossen werden.



Das Betriebsgebäude in der Sanierungsphase im Juni 2023 ...



... und nach der Fertigstellung im Jahr 2024 (Visualisierung).

Kraftwerk Kirchbichl:

Sanierung des Laufradmantels an Maschine 1

Im Kraftwerk Kirchbichl sind bei den Hauptmaschinensätzen insgesamt vier Kaplan-Turbinen installiert, drei davon mit vertikaler Welle und eine Rohrturbine. Bei den drei vertikalen Maschinen sind die Laufradmäntel durch eine Hartmetallschicht vor Verschleiß geschützt. Im Zuge der letzten Revisionen zeigte sich bei Maschine 1 allerdings ein zunehmender und mittlerweile derart hoher Verschleißgrad des Laufradmantels, dass eine Reparatur zwingend notwendig wurde. Zur Durchführung der Sanierungsmaßnahmen kam ein Verfahren zur Anwendung, bei dem der Laufradmantel ohne Ausbau des Wellenstranges mittels einer Spezialvorrichtung saniert werden konnte. Die Arbeiten starteten Anfang Oktober 2023 mit dem Einbau aller benötigten Vorrichtungen und wurden im Dezember 2023 fertig gestellt.



Die Maschinenhalle des Kraftwerks Kirchbichl

Hochwasser vom 27. bis 29. August 2023

Bereits einige Tage vor dem Eintritt des Hochwassers wurde im System „Hochwasserprognose Inn“ (HOPI) eine Hochwasserwelle am Inn, ausgehend von Starkniederschlägen an der Alpensüdseite, erkennbar. Die zuständigen Betriebsstellen nahmen entsprechend frühzeitig die erforderlichen Personaldispositionen vor und leiteten die erforderlichen Staulegungen an den Kraftwerksanlagen am Inn rechtzeitig in die Wege.

Mit Einsetzen der Niederschläge ab Sonntag, dem 27. August 2023, stiegen die Wasserführungen im Inn und seinen Zubringern in der Nacht auf Montag rasant an.

Am Montag wurden am oberen Inn 30-jährige Hochwasserabflüsse, im Bereich der Öztaler Ache bis zu 100-jährige Ereignisse beobachtet.

Abgesehen von kleineren Schäden (z. B. an Uferverbauungen) wurden die Abflüsse problemlos bewältigt. Während der Hochwasserwelle am Montag und Dienstag konnten durch erheblichen Personaleinsatz die Hochgebirgsfassungen in Betrieb gehalten werden. Der Rückhalt von Wasser in den Speicherseen des Kraftwerks Kaunertal und der Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz hat am Inn den Hochwasserabfluss in Summe um ca. 125 m³/s reduziert.



Unter anderem die geöffnete Wehranlage des KW Kirchbichl ...



... und des KW Imst bei Runserau verhinderten im August 2023 Schlimmeres.

TINETZ – Systemführung und Betrieb des Verteilernetzes

Das Verteilernetz der TINETZ-Tiroler Netze GmbH verfügt aktuell über rund 12.284 km Leitungslänge, 52 Umspannwerke und über rund 4.280 Umspannstationen sowie 250.706 Zählpunkte.

Netzauslastung

Die Abgabe aus dem von TINETZ betriebenen Netz betrug im Jahr 2023 insgesamt 4.635 GWh (2022: 4.940 GWh). Die Anforderungen an die Stromversorgung steigen aufgrund der Bedeutung von Elektrizität im täglichen Leben stetig an. Elektrizität bildet dabei die Basis für eine nachhaltige Wirtschaftsentwicklung und unterstützt ganz wesentlich die Umsetzung der Anforderungen aus der Energie-, Mobilitäts- und Wärmewende zum Erreichen der gesetzten Klima- und Energieziele. Die sichere Integration der E-Mobilität, von Wärmepumpen sowie der Erzeugung aus Photovoltaik (PV), Kleinwasserkraft und Wind macht es erforderlich, sowohl das Mittel- und Niederspannungsnetz als auch das Höchst- und Hochspannungsnetz als Rückgrat der Stromversorgung Tirols in den nächsten Jahren massiv auszubauen.

Versorgungsunterbrechungen

Im von TINETZ tirolweit betriebenen Verteilernetz kam es im Jahr 2023 neben einigen kleineren Störungen zu drei größeren Störfällen.

Der Juli brachte in Europa und Tirol Rekord-Hitze und als Folge auch zwei massive Unwetterfronten mit Sturm böen bis zu 160 km/h, die zahlreiche Flächenstörungen im Versorgungsgebiet der TINETZ verursachten. Betroffen waren in Summe etwa rund 54.000 Haushalte in 103 Gemeinden. Ausgefallen waren fast 1.100 Trafostationen – rund ein Viertel aller TINETZ-Stationen – und es mussten in allen Bezirken Tirols insgesamt 14 Störungen im Hoch-, rund 50 im Mittel- sowie 30 Störungen im Niederspannungsnetz bearbeitet werden. Brennpunkte gab es dabei vor allem im Ötztal bzw. im Brixen- und Zillertal. Zur temporären Ersatzversorgung waren auch sieben TINETZ-Notstromaggregate im Einsatz und insgesamt über 200 MitarbeiterInnen sowie mehrere externe Firmen direkt mit der Behebung der Störung beschäftigt.

Aufgrund von Verkabelungsoffensiven der letzten Jahre sowie intensiver Ausholungen entlang der wichtigen Leitungstrassen konnten trotz der außerordentlichen Wetterbedingungen weitere Ausfälle vermieden werden.

Intensiver Regen löste Ende August in ganz Europa Hochwasserereignisse aus. Die Wasserpegel mehrerer Flüsse in Tirol erreichten die HQ100-Marke und die Lage kritisch situierter Netzanlagen musste sensibel beobachtet werden. Von Versorgungsausfällen waren in Folge etwa rund 5.000 Haushalte in zehn Gemeinden betroffen, insbesondere im Ötztal und im Pitztal. Die hochwasserführenden Bäche bzw. Flüsse unterspülten Maststandorte, legten Stromkabel frei oder es kam zu Baumstürzen durch den aufgeweichten Boden.

Starke Schneefälle Anfang Dezember verursachten schließlich ebenfalls Flächenstörungen mit über 50 Einsätzen für die Störtruppe der TINETZ. Von Versorgungsunterbrechungen waren in Summe rund 32.300 Haushalte in 64 Gemeinden betroffen, vor allem im Unterland zwischen Jenbach und Reith bei Kitzbühel.

Besonders folgenschwer war auch der Ausfall der 110-kV-Leitung für das gesamte Ötztal nach einem Baumsturz im Bereich Sautens. Zahlreiche Hubschrauber waren im Einsatz, um zu den Störstellen zu gelangen bzw. um auch den ungefährdeten Betrieb der Leitungen durch Abblasen des Schneebehanges von naheliegenden Bäumen („Downwash“) wieder sicher zu stellen. Bis Ende Dezember kam es auf Grund der Wetterlage im ganzen Land wiederholt zu Baumstürzen auf Leitungen oder Hangrutschungen mit Versorgungsunterbrechungen für die KundInnen.

Die Netzverfügbarkeit betrug für das Jahr 2023 trotzdem über 99,9 % und ist daher weiterhin ausgesprochen hoch. Mit diesem Wert liegt TINETZ im Spitzenfeld der österreichischen Netzbetreiber.



Neuanschlüsse

Im Berichtsjahr schloss TINETZ insgesamt 1.104 Kundenanlagen mit einer Anschlussleistung von 41.740 kW an das Verteilernetz an. Zusätzlich wurde die Anschlussleistung bestehender Anlagen um 20.986 kW erweitert. Damit hat sich der aus dem Verteilernetz der TINETZ zu deckende Leistungsbedarf um 62.726 kW erhöht.

Im Berichtsjahr wurden 7.223 Einspeiser mit einer Engpassleistung von 126.960 kW an das Verteilernetz der TINETZ angeschlossen und weitere 21.694 kW kamen durch Anlagenerweiterungen hinzu. Dabei handelt es sich überwiegend um Photovoltaikanlagen, jedoch wurden auch einige Kleinwasserkraftwerke und mit dem Kraftwerk Sellrain auch ein mittleres Wasserkraftwerk an das Netz genommen. In Summe sind zum Ende des Jahres 2023 ca. 17.800 Photovoltaik-Erzeugungsanlagen mit einer vertraglich vereinbarten Einspeiseleistung von gesamt ca. 270.000 kW an das Verteilernetz angeschlossen.

Einführung von intelligenten Stromzählern im Versorgungsbereich der TINETZ

Die EU-Richtlinie-Strom fordert im 3. EU-Binnenmarktpaket die Einführung von „intelligenten Messsystemen“. Der österreichische Gesetzgeber und die zuständigen Verwaltungsbehörden haben hierzu eine Reihe von Rechtsvorschriften erlassen. Mit der Festlegung im EIWOG 2010 wurden die gesetzlichen Grundlagen für die Einführung intelligenter Messgeräte (Smart Meter) in Österreich definiert.

Die Eckpunkte der Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) wurden 2021 angepasst und sehen die Erreichung einer Rollout-Quote von 40 % bis 2022 und 95 % bis 2024 vor. TINETZ hat ihren Programmplan auf diese Ziele abgestimmt.

Durch die neuen Messgeräte kann künftig der Energieverbrauch durch die KundInnen zeitnah erfasst werden. Die KundInnen können die Konfiguration ihres Messgerätes selbst wählen, in den beiden Varianten zum

„Intelligenten Messgerät“ (IMS – Standard, IME – erweiterte Funktionen) ihren Energieverbrauch dann unmittelbar beobachten und ihr Verbrauchsverhalten effizienter und umweltschonender gestalten. Ein Ablesen der Zähler entfällt somit für die NetzkundInnen und ermöglicht beispielsweise auch vereinfachte Prozesse bei Ab- und Anmeldungen in der Folge von Umzügen. In der Konfiguration „Digitaler Standardzähler“ (DSZ) sind alle Smart-Meter-Funktionen deaktiviert und wie bisher der Verbrauch als Gesamtzählerstand erfasst.

TINETZ hat dazu mit einem Großprojekt im Jahr 2014 begonnen. Im Jahr 2015 wurde zur Bündelung des Know-How und zur Stärkung der Marktposition bei den Vergaben eine Kooperation für die gemeinsame Beschaffung der Messgeräte mit den Netzbetreibern Vorarlberger Energienetze GmbH, Innsbrucker Kommunalbetriebe AG und Salzburg Netz GmbH abgeschlossen. Nach dem erfolgreichen Start im Juni 2020 hat TINETZ bis Ende 2021 ca. 59.000 Smart Meter in ihrem Versorgungsgebiet eingebaut. Im Oktober 2022 konnte der wichtige Meilenstein – 40 % Rollout-Quote gem. IME-VO – erreicht werden, Ende 2022 war mit 135.000 eingebauten Smart Metern eine Rollout-Quote von 45 % erreicht. Bis Ende 2023 wurden rund 191.200 Smart Meter im Netzgebiet der TINETZ eingebaut. Der Tausch auf Smart Meter erfolgt durch einen externen Montagedienstleister und MitarbeiterInnen der TINETZ. Bis Ende 2024 sind über 250.000 Smart Meter bei KundInnen der TINETZ zu montieren. Die Anzahl jener KundInnen, die von ihrem Recht auf Ablehnung eines Smart Meters Gebrauch gemacht haben, bleibt weiterhin konstant sehr gering.

TINETZ nutzt zur Datenkommunikation öffentliche Mobilkommunikation und die Datenübertragung über das Stromnetz (Power Line Communication (PLC)). Beide Technologien ergänzen sich im städtischen und ländlichen Raum sehr gut und sorgen für eine gute Erreichbarkeit der Smart Meter.

Erhöhung der Versorgungssicherheit: Leitungssanierungen und Neubau

Wesentliche Projekte zur Erhöhung der Versorgungssicherheit in Tirol sind das „Netzkonzept Unterland“ und das Projekt „Energiezukunft Ötztal“.

Beim „Netzkonzept Unterland“ wird die bestehende 110-kV-Leitung zwischen den Umspannwerken (UW) Kramsach 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 wird auch eine bestmögliche Lösung im Hinblick auf die Raumverträglichkeit angestrebt. Der neue Leitungsverlauf soll möglichst siedlungsfern und unter Nutzung bereits vorhandener Erschließungswege in weiten Teilen an den Leitungsverlauf der bestehenden 220-kV-Leitung Kirchbichl – Strass herangeführt werden. Das Projekt ist in drei Genehmigungs- und vier Bauabschnitte unterteilt. Die Genehmigung und Inbetriebsetzung von drei der insgesamt vier Bauabschnitte erfolgte in den Jahren 2019 bis 2021 (Bauabschnitte Kirchbichl bis Breitenbach und Kundl) mitsamt der Demontage der alten Leitung. Im abschließenden Genehmigungsabschnitt (betrifft vorwiegend das Gemeindegebiet von Kramsach) laufen die Bautätigkeiten, die in 2024 andauern. Der Abbau der bestehenden Leitungsabschnitte soll 2024 beginnen und Mitte 2025 abgeschlossen sein.

Das Projekt „Energiezukunft Ötztal“ stellt mit einer zusätzlichen 110-kV-Anspeisung eine zukunftsfitte Elektrizitätsinfrastruktur für das Ötztal her. Erste Überlegungen laufen seit Anfang 2020. 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 in den Orten und Betrieben sowie durch die steigenden dezentralen Einspeisungen kann im Falle eines Ausfalls

dieser 110-kV-Einfach-Leitung in Zukunft eine redundante Versorgung nicht mehr sichergestellt werden. Die derzeitige Planung wurde von Beginn an mit relevanten Stakeholdern der Region abgestimmt und sieht in Folge 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 wo möglich zu vermeiden, zu vermindern oder gegebenenfalls auszugleichen, ist für das Projekt „Energiezukunft Ötztal“ eine Umweltverträglichkeitsprüfung vorgesehen. Die dazu notwendige Umweltverträglichkeitserklärung wurde im Berichtsjahr von TINETZ unter Mithilfe von externen Fachleuten verschiedenster Disziplinen erarbeitet. Ende 2026 kann mit dem Vorliegen aller behördlichen Genehmigungen und privatrechtlichen Verträge gerechnet werden. Anschließend können die Restplanungen, Ausschreibungen mit Vergaben und Baumaßnahmen starten, die 2030 fertiggestellt sein sollen. Nach Inbetriebnahme der neuen zweisystemigen Freileitung wird die bestehende Freileitung, die weitestgehend in den Siedlungsgebieten des Talbodens verläuft, demontiert.

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

Auch auf anderen bestehenden Leitungen wurden altersbedingt umfassende Reinvestitionsmaßnahmen durchgeführt, um deren Betriebsfähigkeit für die nächsten Dekaden sicher zu stellen. Abschnitts-Neubauten erfolgten auf der 110-kV-Leitung UW Kufstein–Landesgrenze–UW/KW Ebbs/Oberaudorf, umfangreiche Sanierungsmaßnahmen auf den 220-kV-Leitungen UW Westtirol (in Haiming)–Schaltwerk Silz–Oberhofen im Inntal.

Erhöhung der Versorgungssicherheit: Verteilanlagen-Neubau

Die Versorgungssicherheit ist neben den funktionierenden Leitungen und Kabeln eines Netzes auch von der bedarfsgerechten Ausstattung mit Verteilanlagen abhängig. Diese erfüllen im Wesentlichen die Funktion, von einer höheren Spannung auf eine niederere zu transformieren oder die Einspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen in Zeiten des Produktionsüberschusses überregional in Tirol bzw. auch ins österreichische oder europäische Verbundnetz abzutransportieren.

Mit dem UW Habichen wird die Versorgungssicherheit im Ötztal bei gleichzeitig steigenden Leistungsanforderungen von VerbraucherInnen und ErzeugerInnen für die Zukunft verbessert und sichergestellt. Das Projekt umfasst die Einbindung in die bestehende 110-kV-Leitung sowie in das Umspannwerk im Bereich Ötz-Habichen und bietet damit eine starke Abstützung im vorderen Talbereich. Das Umspannwerk besteht aus einem Betriebsgebäude für die Schaltanlagen sowie weiterer technischer Einrichtungen und den abgesetzten Leistungstransformatoren. Die elektrischen Hauptkomponenten sind in Betrieb, die Restarbeiten werden 2024 abgeschlossen.

Die 110-kV-Schaltanlage des UW Wilten in Innsbruck wurde im Zeitraum 2020 bis 2023 erneuert und ist in Betrieb. Um den begrenzten Platzressourcen im städtischen Gebiet Rechnung zu tragen, wurde eine gasisolierte, metallgekapselte Innenraumschaltanlage und das dazu notwendige Betriebsgebäude errichtet. Die Anlage aus 1927 ist einer der größten Knotenpunkte der TINETZ und mit diesem Projekt wurde die Versorgungssicherheit der Stadt Innsbruck und des Tiroler Zentralraums wesentlich gestärkt.

Um die Versorgungssicherheit im Iseltal zu erhöhen, wird eine neue Abstützung aus dem 380-kV-Netz der Austrian Power Grid AG (APG) errichtet. Das dazu

benötigte Umspannwerk entsteht neben der bestehenden 380-kV-Leitung der APG in der Gemeinde Matrei in Osttirol und ist ein Gemeinschaftsprojekt der APG und der TINETZ. Die APG erreicht dazu die Umspannanlage von 380 kV auf 110 kV und TINETZ die Einbindung in das bestehende 110-kV-Netz sowie die Umspannanlage auf 25(30) kV für die Einbindung in das lokale 25(30)-kV-Versorgungsnetz.

Erneuerungen wesentlicher Anlagenteile und Betriebsmittel oder Erweiterungen wurden in weiteren Umspannwerken durchgeführt, so in den UW Landeck, Thaur, Hall, Wattens, Jenbach, St. Johann und Kalserbach.

Massiver Anstieg von 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 daraus resultierende 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 zielgerichteten 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 ist durch massive Fördermechanismen von Bund und Land groß. Die Dynamik wurde und wird durch Krisen (COVID-Pandemie,

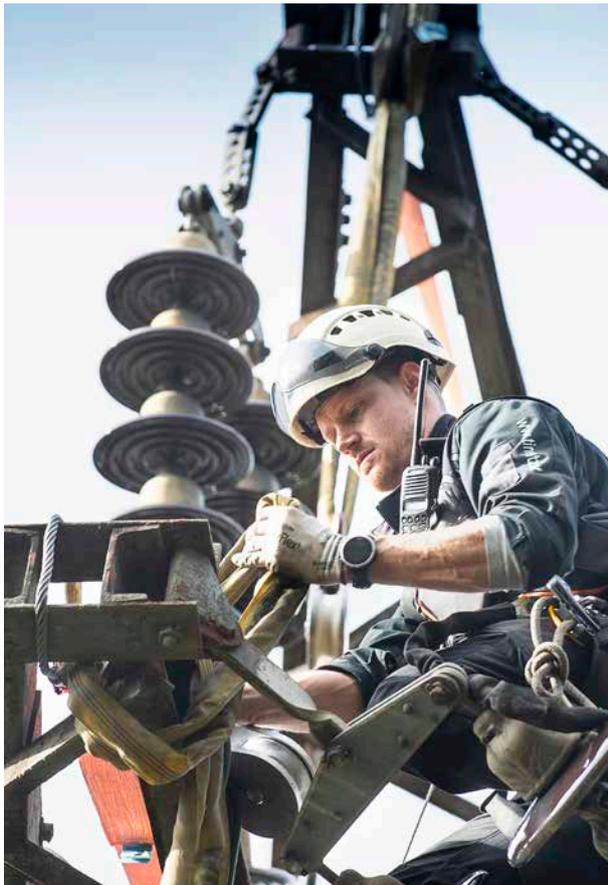
Ukraine-Krieg, Klimaerwärmung) und die Entwicklung der Energiepreise zunehmend verschärft. In Folge können neben den MarktteilnehmerInnen im Energiesystem auch die Produzenten, Lieferanten und Monteure der Anlagen (dezentrale Erzeugungsanlagen, E-Ladesäulen, Heizsysteme) sowie die administrativen Abwicklungsstellen (Förderstellen, Behördenverfahren für Anlagengenehmigungen) mit dem Kundenbedarf und den Marktentwicklungen nicht schritthalten.

TINETZ hatte in der Vergangenheit jährlich etwa 5.000 bis 6.000 Anschlussanfragen zu bearbeiten, davon rund 700 bis 1.000 betreffend Einspeiser (vorwiegend PV). Erstmals im Jahr 2021 war ein Anstieg der Anfragen auf 8.700 Anschlussanfragen zu verzeichnen, davon über 2.000 Einspeiser.

In den Jahren 2022 und 2023 war TINETZ wie alle anderen Verteilernetzbetreiber in Österreich durch Fördermaßnahmen und vor allem durch die Entwicklung auf den Energiemärkten in Folge der Ukraine-Krise mit einem massiven Anfrageboom für PV-Anlagen konfrontiert: Die Zahl der Netzzugangsanfragen für PV-Anlagen hat sich gegenüber dem Schnitt der Vorjahre verzehnfacht und damit auch die Abläufe und Systeme bei TINETZ (so wie auch bei Förderstellen, Behörden, Anlagenzulieferer und Installateure) an die Grenzen gebracht. 2022 wurden rund 16.500 Anschlussanfragen (davon rund 7.600 Einspeiser) abgewickelt, 2023 waren es dann rund 17.000 Anschlussanfragen, 10.700 davon für dezentrale Einspeisungen. Es ist auch damit zu rechnen, dass dieses Niveau der Anfragen die nächsten Jahre jedenfalls anhalten und gegebenenfalls moderat steigen wird.

Die Inbetriebnahme der Anlagen erfolgt nach Förderansuchen und Errichtungszeit mit einem Zeitverzug von rund ein bis zwei Jahren, sodass folgende Entwicklung

der PV-Einspeiseleistung im Netz der TINETZ festgehalten werden kann: Bis Ende 2020 waren 6.752 Anlagen mit gesamt 93,26 MWp ans Netz angeschlossen, 2021 und 2022 kamen 3.840 Anlagen mit gesamt 61,61 MWp hinzu und im Jahr 2023 weitere 7.223 Anlagen mit gesamt 126,96 MWp, sodass Ende 2023 gesamt rund 17.800 Anlagen mit rund 270 MWp (270.000 kWp) installiert sind.



Mit den bei TINETZ bislang eingelangten und noch nicht bis zur Inbetriebnahme abgearbeiteten Anschlussanfragen erhöht sich das Volumen der beabsichtigten PV-Installationen zusätzlich um weitere rund 160.000 kWp. TINETZ ist in der Umsetzung der Ziele aus der Mission 2030 (plus 11 TWh an PV-Einspeisung) voraus, das Ziel in Tirol könnte mit anhaltendem Zubau wie in 2023 etwa im Jahr 2026 erreicht werden.

Im Vergleich dazu speisen Ende 2023 gesamt 311 Kleinwasserkraftwerke (bis 10 MW Engpassleistung) mit einer Engpassleistung von gesamt 191 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 effizienter werden die Klima- und Energieziele von Bund und Land Tirol erreicht. Der überwiegende Anteil der PV-Anlagen wird aktuell auch von Privaten und Firmen errichtet – somit greifen die aktuellen Fördermaßnahmen und unterstützen 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, um für den Klimaschutz die erforderliche Dekarbonisierung des Energiesystems voran zu treiben.

Derzeit sind Netzzugangs-Anfragen für private E-Ladestationen im Home-Bereich oder für den Anschluss von Wärmepumpen eher noch untergeordnet. Bei anderen Verteilernetzbetreibern sind diese aber bereits ein ähnlich starker Treiber für einen notwendigen Netzausbau wie PV-Anschlüsse.

Notwendiger Netzausbau im nächsten Jahrzehnt

Nachdem die Netzlasten und die Einspeisungen der Erneuerbaren nicht zu jedem Zeitpunkt ident sind, müssen die Netze verständlicherweise für die zunehmende „Doppelbelastung“ sicher 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 zur 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 darstellen. Dafür sind umfangreiche und zeitgerechte Netzausbauten erforderlich, um für die KundInnen den Netzbetrieb mit der bislang gewohnten Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten.

Angesichts der enormen Anforderungen aus der Energiewende müssen in den kommenden Jahren auch die Netze verstärkt und ausgebaut werden. 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 Netzтарifen.

Bei TINETZ steigt validen Abschätzungen zufolge der Investitionsbedarf für Netzertüchtigungen bis 2040 in Folge der Energie-, Wärme- und Mobilitätswende etwa um den Faktor 3 und der notwendige Personen-Ressour-

cenbedarf für die Umsetzung um bis zu 50 %. TINETZ investiert derzeit bereits „Rekordbudgets“ – etwa Faktor 2 gegenüber der letzten Dekade. Die Investitionen der TINETZ finden dabei überwiegend ihre Wertschöpfung in Tirol und Österreich: Rund 75 % des jährlichen Investitionsvolumens wird mit Firmen aus Tirol kontrahiert und bis zu 90 % mit Firmen aus Österreich.

Die größte Herausforderung bei der Umsetzung dieser Maßnahmenpläne sind die Sicherstellung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen im Regulierungssystem für die Netzbetreiber, 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 zur Abwicklung des neuen Massengeschäftes für den Anschluss von Einspeiseanlagen, E-Lade- und Heizsystemen.

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.



Stromhandel

Am Strommarkt kam es 2023 zu einem Nachgeben der Preise und in der Folge zu einer Preisstabilisierung auf höherem Niveau als vor der Energiekrise. Die Rekordpreise aus dem Vorjahr wurden nicht mehr erreicht.

Die internationalen Großhandelsmärkte standen auch im Berichtsjahr im Zeichen der Geopolitik mit dem fort-dauernden Russland-Ukraine-Krieg und der Eskalation im Nahost-Konflikt mit dem Angriff der Terrororganisation Hamas auf Israel am 07. Oktober. Trotz der anhaltenden Kriegshandlungen in der Ukraine entspannte sich die europäische Gasversorgungslage. Auch wenn die Volatilität im Jahr 2023 nicht so hoch war wie im Vorjahr, zeigten einzelne regionale oder globale Ereignisse, die zu einer Veränderung des Gasangebots führten, die anhaltende Nervosität an den Märkten. Darüber hinaus ging das Jahr 2023 als das wärmste Jahr seit Beginn der Aufzeichnungen in die Messgeschichte ein. Zudem prägten die im Vergleich zum Vorjahr verbesserte Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke und die Eintrübung der Wirtschaftsleistung in der Eurozone das Marktgeschehen.

Ein besonders milder Winter 2022/23 und ein vergleichsweise geringer Gasverbrauch entschärften die Versorgungssituation in Europa im vergangenen Jahr und sorgten für Rekordfüllstände in den Gasspeichern für den Winter 2023/24. Zusammen mit den zugleich hohen Flüssiggas-Lieferungen (LNG, Liquefied Natural Gas) insbesondere aus Übersee und den robusten Pipeline-Lieferungen aus Norwegen führte dies zu ganzjährig sinkenden Gaspreisen in Europa. Der durchschnittliche Marktpreis für die Jahreslieferung Erdgas in 2024 halbierte sich am Terminmarkt gegenüber dem Vorjahr. Zu Jahresbeginn notierte der Kontrakt noch bei rund € 76/MWh und schloss mit Jahresende bei rund € 36/MWh. Eine ähnliche Entwicklung vollzog sich auch am Gas-Spotmarkt, an dem Gasmengen für den darauffolgenden Tag (Day-Ahead) gehandelt werden. Der Day-Ahead-Gaspreis sank zwar im Jahresdurchschnitt auf rund € 41/MWh und damit auf ein Drittel des Wertes im Kalenderjahr 2022, lag aber immer noch deutlich über dem Fünfjahresdurchschnitt der Jahre vor der Energiekrise. Durch den geringeren Kohlebedarf und die zusätzlich schwachen Konjunkturdaten verringerte sich auch die Nachfrage nach CO₂-Emissionszertifikaten,

was in Folge zu rückläufigen CO₂-Preisen führte. Der Dezember-2023-Kontrakt für EU-Emissionszertifikate handelte am Terminmarkt über den Handelszeitraum 2023 im Durchschnitt bei rund € 69/t und damit um € 15/t tiefer als der Kontrakt für Dezember 2022 im Vorjahr. Dieses Marktumfeld sorgte jahresdurchgängig für Preisabschlüsse an den europäischen Stromhandelsplätzen. Der durchschnittliche Strompreis über alle Handelstage für das Marktgebiet Österreich für eine Bandlieferung in 2024 lag am Terminmarkt deutlich unter dem Vorjahr bei lediglich € 148/MWh. Der durchschnittliche österreichische Marktpreis am Day-Ahead-Markt lag bei rund € 102/MWh und jener am Intraday-Markt bei rund € 99/MWh.

Am 15. April wurden außerdem mit Emsland, Isar 2 und Neckarwestheim 2 die letzten drei Kernkraftwerke in Deutschland vom Netz genommen. Die fehlende Erzeugung aus diesen Kernkraftwerken wurde kurzfristig durch eine erhöhte Erzeugung aus thermischen Kraftwerken, insbesondere Braun- und Steinkohlekraftwerken, kompensiert, sodass die Abschaltung keine signifikanten Auswirkungen auf die Strompreise hatte.

Am 13. Juni 2023 wurde analog zu PICASSO (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation) der viertelstündliche Regelarbeitsmarkt auch für die Tertiärregelleistung/-energie unter dem Namen MARI (Manually Activated Reserves Initiative) eingeführt.

Auch das regulatorische Umfeld der Energiemärkte war im vergangenen Jahr von bedeutenden Entwicklungen geprägt. Im März wurde der lang erwartete Vorschlag zur Strommarktreform, inklusive Revision der REMIT, veröffentlicht. Am 20. November 2023 trat die RED II (Renewable Energy Directive, Erneuerbare-Energie-Richtlinie) in Kraft, die vorsieht, dass bis 2030 42,5 Prozent des Endenergiebedarfs durch Strom aus erneuerbaren Energien gedeckt werden müssen. In der Abschlusserklärung zur 28. UN-Klimakonferenz (COP28) im Dezember in Dubai wurde erstmals zum Ausstieg aus den fossilen Energieträgern aufgerufen.

Die mehrfach von der österreichischen Bundesregierung angekündigte große Überarbeitung des Rahmengesetzes EIWOG 2010 hin zu einem neuen Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) wurde im Berichtsjahr nicht vorgelegt. Jedoch beschloss die Regierung zusätzliche Maßnahmen zur Eindämmung der Inflation im Energiebereich und verschiedene Maßnahmen zur Unterstützung im Umgang mit Energiekosten.

PRIMÄRENERGIETRÄGER

Die Preisbildung am wettbewerblichen Strommarkt ergibt sich in Abstützung auf die variablen Einsatzkosten aller jeweils für die Nachfragedeckung notwendigen Kraftwerke (Merit-Order-Prinzip). Als im Sommer 2023 die Gaspreise ihre Jahrestiefs erreichten und gleichzeitig die CO₂-Preise hoch waren, kam es zu einem Brennstoffwechsel von Steinkohle zu Gas. Gaskraftwerke mit hohem Wirkungsgrad lagen nun in der Merit-Order vor Steinkohlekraftwerken, da sie geringere Grenzkosten verzeichneten. Im Jahresschnitt blieben die variablen Kosten von Steinkohlekraftwerken jedoch knapp unter jenen von gasbefeuerten Anlagen.

Erdgas

Der russische Angriffskrieg auf die Ukraine im Februar 2022 setzte aufgrund der schrittweisen Einstellung der russischen Erdgaslieferungen eine Preiserallye an den europäischen Gasmärkten in einem bis dahin unbekanntem Ausmaß in Gang. Das Jahr 2023 war im Vergleich dazu von einem Rückgang und einer Stabilisierung der Gaspreise auf hohem Niveau geprägt. Das Frontmonatsprodukt am Title Transfer Facility (TTF, virtueller Handelspunkt im niederländischen Gasnetz) erreichte im Jahresdurchschnitt € 41/MWh. Das entspricht zwar beinahe nur einem Drittel des Vorjahreswerts in Höhe von € 133/MWh und liegt auch unter dem

Jahresdurchschnitt von 2021 mit € 48/MWh. Dennoch mittelt es auf einem fast doppelt so hohen Niveau wie im fünfjährigen Durchschnitt der Jahre 2017 bis 2021 mit rund € 22/MWh. Der Jahresdurchschnitt für das Frontjahresprodukt für die Lieferung in 2024 sank am Terminmarkt auf € 52/MWh und damit auf weniger als die Hälfte des Vorjahreswerts von € 114/MWh.

Die Europäische Union hat als Staatengemeinschaft einen etwa zehnpromtigen Anteil am weltweiten Gasverbrauch, ist aber aufgrund seiner geringen Eigenproduktion zu rund 90 Prozent von Importen 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 gut ausgebaute LNG-Infrastruktur.

Im Jahr 2022 lag der Anteil der EU-Gasimporte aus Russland bei 24 Prozent und verringerte sich im Berichtsjahr weiter auf 15 Prozent des jährlichen EU-Importvolumens, während sich die LNG-Lieferungen aus den USA gegenüber 2021 fast verdreifachten und im Berichtsjahr beinahe die Hälfte der gesamten Importe von Flüssiggas ausmachten. Mit Ausnahme von Österreich wurde ein Großteil der Gasmenge, die 2021 noch aus Russland importiert wurde, im Berichtsjahr durch LNG-Lieferungen aus den USA und Pipelinegas-Lieferungen aus Norwegen ersetzt. Norwegen lieferte rund 30 Prozent, die USA fast 20 Prozent aller EU-Gasimporte. Weitere Lieferländer waren unter anderem Algerien, Großbritannien und Katar.

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 zusammengerückt. Im Berichtsjahr lag der Japan-Korea-Marker, der der europäischen Notierung TTF ähnlich ist, etwa neun Prozent über dem TTF-Frontmonatspreis. Vor allem ab der Jahresmitte blieb der Japan-Korea-Marker zum Teil deutlich über der europäischen Notierung mit einem Aufschlag von bis zu € 14/MWh an einzelnen Handelstagen, woraufhin sich die asiatischen Märkte für die frei verfügbaren LNG-Mengen vor dem Winter 2023/24 attraktiver erwiesen. Mitte Juli etwa waren die europäischen Gasspeicher bereits zu 80 Prozent gefüllt und die europäische Gasnachfrage ging dementsprechend zurück.

Der „Parforceritt“ der Erdgasmarktpreise hatte seinen Ausgangspunkt bereits im Jahr 2021, als sich zunehmend abzeichnete, dass Gazprom seine bedeutenden Speicherkapazitäten in Europa nicht auffüllen würde, was damals als Druckmittel im Konflikt um die ausstehende Genehmigung der Nord-Stream-2-Pipeline interpretiert wurde. Zudem lagerten auch andere Händler, mangels lukrativer Sommer-Winter-Preisdifferenzen, weniger Gas ein, sodass die Heizsaison 2021/2022 mit atypisch tiefen Speicherständen begann. Gasspeicher stellen in Mitteleuropa aber das Rückgrat der kontinuierlichen Winterversorgung dar, sodass im Falle eines harten Winters Versorgungsengpässe nicht mehr auszuschließen gewesen wären. Die Gaskrise, die im Herbst 2021 ihren Anfang nahm und ihren Höhepunkt im Sommer 2022 fand, prägte auch das Jahr 2023.

Auch wenn die Volatilität in 2023 nicht so hoch wie im Jahr zuvor war, zeigten einzelne regionale oder globale Ereignisse, die zu einer Veränderung des Gasangebots führten, die anhaltende Nervosität an den Märkten.

Aufgrund der milden Witterung kam es Anfang Jänner in vielen europäischen Ländern bereits wieder zu Einspeicherungen in die jeweiligen Gasspeicher. Mit Jahres-

beginn 2023 waren die europäischen Gasspeicher zu rund 84 Prozent gefüllt, im Jahr zuvor waren es nur 50 Prozent. Das erste Quartal 2023 war geprägt von deutlich überdurchschnittlichen Temperaturen, die den Heizbedarf und damit den Gasverbrauch reduzierten. Mitte März wurden bereits wieder mehr Mengen in die europäischen Gasspeicher ein- als ausgespeichert, sodass zum Monatsende die Gasspeicher in Europa zu ca. 56 Prozent gefüllt waren. Im Vergleichszeitraum des Vorjahres waren es nur rund 26 Prozent.

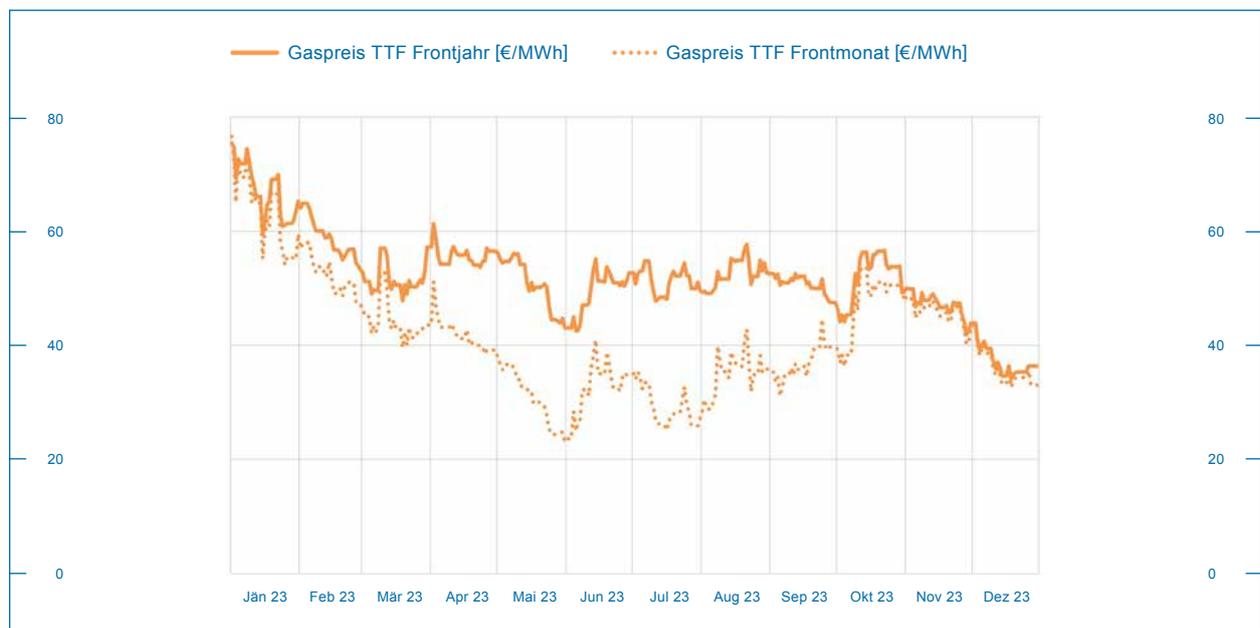
Nach Wilhelmshaven und Lubmin startete im April das dritte LNG-Terminal Deutschlands in Brunsbüttel mit einem Monat Verspätung in den Regelbetrieb. Ende März 2024 sollte in Stade ein weiteres in Betrieb gehen. Wie bei den beiden anderen deutschen LNG-Terminals handelt es sich auch in Brunsbüttel um eine schwimmende Anlage, bei der ein Spezialschiff, eine Floating Storage and Regasification Unit (FSRU), zum Einsatz kommt. Ab 2026 soll in Brunsbüttel dann ein multifunktionales Landterminal den Betrieb aufnehmen.

Von Anfang April bis Juni ging es für die Gaspreise zum Teil kräftig nach unten (siehe Abbildung 1). Der TTF-Frontmonatskontrakt kostete am ersten Handelstag im April rund € 51/MWh und verlor bis Anfang Juni um mehr als die Hälfte an Wert. Am 01. Juni notierte er bei nur rund € 23/MWh (dem niedrigsten Wert seit Mai 2021) und es sollte gleichzeitig auch der tiefste Preis des Jahres 2023 werden. Trotz des deutlichen Preisverfalls des Gas-Frontmonatsprodukts notierte das TTF-Frontjahresprodukt bis in den Mai hinein weitgehend seitwärts, in einem Preisband von € 54/MWh bis € 61/MWh. Anfang Juni pendelte es noch um die Marke von € 43/MWh.

Verzögerungen bei den Wartungsarbeiten an norwegischen Gasproduktionsanlagen ließen die Gasnotierungen für das Frontmonat innerhalb von zwei Wochen wieder steil ansteigen, auf bis zu € 41/MWh am 15. Juni. Bis Mitte Juli kam es dann zu einem neuerlichen Preisrückgang für das TTF-Frontmonat auf ca. € 25/MWh, bevor Hitzewellen in der zweiten Monatsmitte für steigende Kurse sorgten. Im August erhielten

die Gaspreise weiteren Auftrieb. Mögliche Streiks in australischen LNG-Verflüssigungsanlagen der Betreiber Chevron und Woodside sorgten für Nervosität unter den Marktteilnehmern. Die Exportkapazität der betroffenen Anlagen soll bei rund zehn Prozent der weltweiten LNG-Exportkapazität liegen. Am 22. August kletterte der TTF-Frontmonat auf bis zu € 43/MWh, bevor am nächsten Tag ein neuerlicher Preisverfall mit der Meldung, wonach es zu einer Einigung zwischen Woodside und der Belegschaft gekommen war, eintrat. Das zeigt auch, wie weit die europäischen Gaspreise mittlerweile vom globalen Gasmarkt abhängig sind. Chevron konnte im Gegensatz dazu keine Einigung erzielen, sodass es am 08. September bei deren Belegschaft zu Arbeitsniederlegungen kam. Eine zunehmend steigende LNG-Nachfrage aus China als Folge einer leichten wirtschaftlichen Erholung unterstützte ebenfalls die Gaspreise. Der Japan-Korea-Marker lag zu diesem Zeitpunkt etwa 30 Prozent über dem TTF. Obwohl die Streiks in Australien mittlerweile beendet, die Gasflüsse aus Norwegen wieder auf Normalniveau zurückgekehrt und die Gas-

speicher in Europa zu 95 Prozent gefüllt waren, kletterte der TTF-Frontmonat am 25. September rasant auf € 45/MWh. Zuletzt wurde diese Marke Anfang April erreicht. Bis Anfang Oktober überwogen anschließend die preisdämpfenden Faktoren und die Gaspreise gaben erneut stark nach. Der TTF-Frontmonatskontrakt fiel auf € 36/MWh, während der Kontrakt für das Frontjahr bis auf € 44/MWh sank und damit nur knapp über dem bisherigen Jahrestief von Anfang Juni lag. Der Überfall der Hamas auf Israel am 07. Oktober und die Meldung über die Beschädigung der Erdgas-Pipeline „Baltic Connector“ zwischen Finnland und Estland führte zu kräftigen Kursanstiegen. Durch den sich abzeichnenden Krieg im Nahost-Konflikt befürchteten Marktteilnehmer etwa auch, dass Gasexporte aus der Region durch eine Sperre der Straße von Hormus wegfallen könnten. Die Beschädigung der „Baltic Connector“ rief Erinnerungen an die Zerstörung von drei der vier Pipelines der Nord Stream Ende September 2022 wach und führte neuerlich die Verletzlichkeit der europäischen Infrastruktur vor Augen.



In Abbildung 1 ist die europäische Notierung TTF im jeweiligen Folgemonat und im Folgejahr 2024 am Terminmarkt jeweils in €/MWh aufgetragen.

Auf diesem höheren Niveau hielten sich die Preise gut zwei Wochen, bevor sie erneut in eine Abwärtsbewegung übergingen. Mit Anfang November waren die europäischen Gasspeicher zu 100 Prozent gefüllt. Temperaturen, die über dem mehrjährigen Durchschnitt lagen, schonten die Gasspeicher und die Gasnachfrage blieb schwach. Aufgrund der anhaltenden Dürre in Mittelamerika musste die Zahl an Tankern, die den Panamakanal täglich passieren dürfen, drastisch reduziert werden. Als Folge nahmen Schiffe, die vom Golf von Mexiko mit US-LNG Richtung Asien aufgebrochen wären, weite Umwege über den Suez-Kanal oder das Kap der Guten Hoffnung. Europa konnte von der kürzeren Strecke über den Atlantik profitieren. Der Abwärtstrend der Gaspreise hielt bis Mitte Dezember an. Dann sorgten Meldungen über Angriffe der Huthi-Rebellen aus dem Jemen auf Schiffe im Roten Meer kurzfristig für Nervosität. Die TTF-Notierung für das Frontjahr 2024 folgte dem Preisverlauf des Monatskontrakts in ähnlicher Weise, ohne allerdings die kurzfristige Angebotslage und Hochpreisphasen gänzlich einzupreisen. Ab November 2023 kam es wieder zu einer typischen Angleichung bis zum Jahresende. Seit Jahresanfang hatten sich die Notierungen TTF für das Frontjahr und das Frontmonat bis zum letzten Handelstag in 2023 etwa halbiert.

Aus fundamentaler Sicht sind die Ursachen der Gaskrise noch nicht behoben, der Ausfall russischer Gaslieferungen konnte bislang nur zum Teil durch ein tatsächlich zusätzliches Angebot kompensiert werden. Durch eine höhere Zahlungsbereitschaft hat Europa LNG-Lieferungen umgelenkt, was allerdings die Gasbereitstellung in Ländern des asiatischen Raums begrenzte. Zudem schwächte eine rigorose COVID-Politik die chinesische Nachfrage und in Europa blieben sowohl der Heizbedarf als auch die Industrienachfrage deutlich unter dem Durchschnitt vor dem Ukrainekrieg. Dass diese Gemengelage erneut zu einer Marktverwerfung führt, ist allerdings unwahrscheinlich, da aktuell hohe Gasspeicherstände in Europa verfügbar sind und sich durch den Ausbau der LNG-Kapazitäten bereits mittelfristig eine bessere Versorgungslage abzeichnet.

CO₂-EMISSIONEN

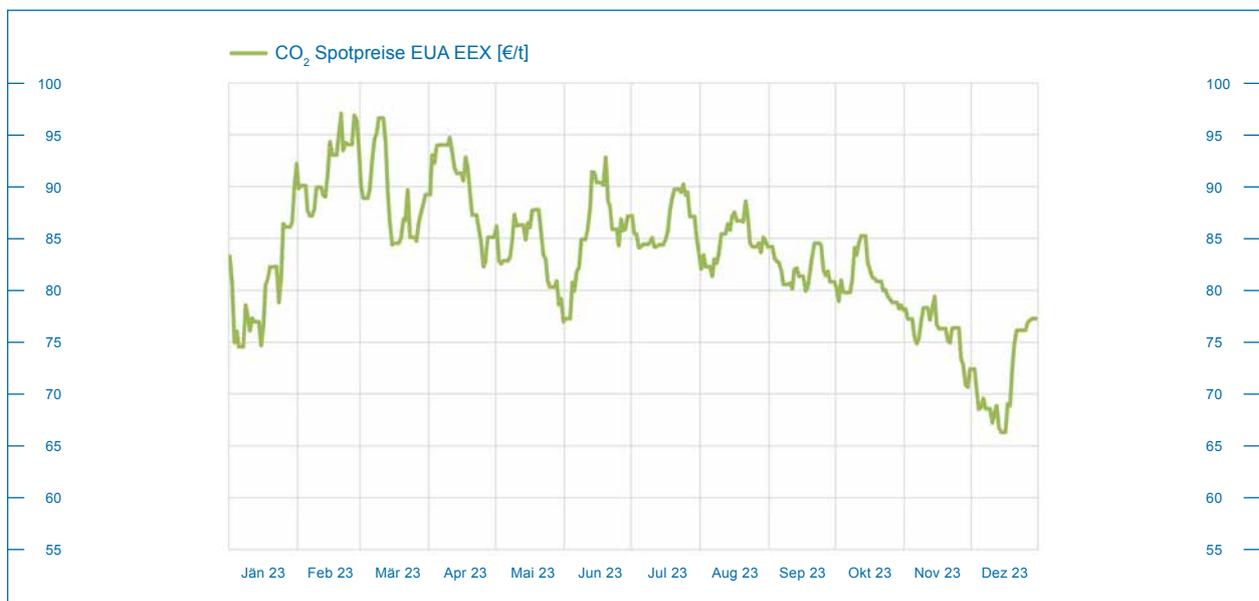
Die Preise der europäischen Zertifikate für CO₂-Emissionen (EU-Emissionszertifikate, EU-Allowances (EUA)) stellen neben den Steinkohle- und Gaspreisen eine wichtige Eingangsgröße für die Stromerzeugungskosten der Kohle- und Gas-Kraftwerke dar und bilden dadurch eine wichtige Eingangsgröße für die sogenannte Merit-Order-Preisbildung an den Großhandelsmärkten. Die Emissionszertifikate befinden sich seit Anfang 2021 in der vierten Handelsperiode, die bis Ende 2030 reicht. Die Vergabemenge von CO₂-Zertifikaten im europäischen Handelssystem ETS wird in den nächsten Jahren durch die sogenannte Marktstabilitätsreserve sinken, da die Menge der vergebenen Zertifikate durch einen linearen Reduktionsfaktor vermindert wird. Allerdings werden derzeit durch zusätzliche Versteigerungen im Rahmen des Programms „REPowerEU“ kurzfristig mehr Zertifikate auf den Markt gebracht. Die Einnahmen aus diesen Auktionen sollen verwendet werden, um die Abkehr von fossilen Brennstoffen und insbesondere von russischem Gas zu unterstützen. 2023 stand der EUA-Markt unter dem Druck dieser zusätzlichen versteigerten Mengen. Aber auch die geringere Nachfrage von großen industriellen Verbrauchern und Kohlekraftwerken wirkte sich preissenkend auf die EUAs aus. Langfristig könnte die Marktstabilitätsreserve den EUA-Preis durch den Entzug von Zertifikaten stützen.

Von Jänner bis Mai 2023 fielen die Preise an den europäischen Gasmärkten und begünstigten damit zunehmend den Einsatz von Gaskraftwerken anstelle von Kohlekraftwerken. Die Verringerung der Einsatzstunden der Kohlekraftwerke führte zu einer Verringerung der Nachfrage nach CO₂-Emissionszertifikaten. Die Preise des Kontrakts für Dezember 2023, dem Leitkontrakt für die EU-Emissionszertifikate, fielen von € 100/t im Februar 2023 bis unter € 80/t im Mai 2023. Im Sommer 2023 folgte eine Erholung der Preise, jedoch konnten die Hochs um € 100/t nicht mehr erreicht werden.

Im zweiten Halbjahr 2023 rückte der Blick auf die EUA-Nachfrage der Industrie. Fallende Konjunkturindikatoren deuteten auf eine sinkende industrielle Aktivität in Europa hin. Die Zurückhaltung industrieller Käufer sorgte für Druck auf die EUA-Preise. Die Veräußerungen von EUAs aus deren Portfolien boten den Unternehmen eventuell auch eine Möglichkeit, um Liquidität zu schaffen beziehungsweise um das Ergebnis aufzubessern. Gegen Ende 2023 erhöhten sich mit sinkenden Gaspreisen nochmals die Einsatzzeiten der Gaskraftwerke gegenüber den Kohlekraftwerken. Dies führte Ende 2023 nochmals zu Druck auf die EUA-Preise. Die schwachen fundamentalen Faktoren des EUA-Marktes begründeten zudem Abverkäufe von EUA-Positionen aus den Portfolien von Fonds und spekulativen Investoren. Somit fehlte auch in diesem Segment des Marktes die Nachfrage nach EUAs. Der Dezember-2023-Kontrakt schloss den Handel am 18. Dezember 2023 mit rund € 69/t und damit deutlich unter dem Jahreshoch von über € 100/t. Der Spotpreis für CO₂-Emissionszertifikate startete mit ca. € 81/t und beendete das Berichtsjahr mit rund € 77/t

(siehe Abbildung 2). Der Preis für eine Tonne CO₂ am Spotmarkt lag im Jahresdurchschnitt 2023 bei ca. € 83 und damit nur um € 2 höher als im Vorjahr.

Im Rahmen des „Fit for 55“-Pakets der EU werden die Sektoren Gebäude und Straßenverkehr schrittweise in das Emissionshandelssystem eingegliedert. Zertifikate für diese Sektoren sind über die jeweiligen nationalen Emissionshandelsstellen zu erwerben. In der ersten Phase sind die Preise von € 30/t im Jahr 2022 bis € 55/t im Jahr 2025 aufsteigend festgesetzt. Zudem wollen die EU-Länder mit dem „Cross-Border-Adjustment-Mechanism“ (CBAM) für Importe von Strom, Zement, Eisen und Stahl, Aluminium, Düngemittel und Wasserstoff gleiche Wettbewerbsbedingungen gegenüber den in der EU erzeugten Gütern schaffen. Importeure müssen ab 2026 CBAM-Zertifikate erwerben, deren Preis sich an den EU-Emissionsauktionen orientiert. Kostenlose Zuteilungen für in der EU erzeugte CBAM-Güter werden schrittweise bis 2034 eingestellt, die CBAM-Verpflichtungen werden entsprechend angehoben.



In Abbildung 2 sind die Spotpreise für Emissionsberechtigungen (EUA) der vierten Handelsperiode im Jahr 2023 laut European Energy Exchange AG (EEX) in €/t dargestellt.

DAY-AHEAD- UND INTRADAY-MARKT

Der Spothandelspreis im Rahmen der Marktkopplung für die Lieferung am jeweiligen Folgetag (Day-Ahead) für das Marktgebiet Österreich hat sich im Jahresdurchschnitt 2023 mit rund € 102/MWh im Vergleich zum Vorjahr (rund € 261/MWh) mehr als halbiert und sank damit auch unter das Niveau von 2021 (rund € 107/MWh).

Der korrespondierende Futures-Terminmarktpreis an der EEX für 2023, also die Preiserwartung zum Jahresabschluss 2022 für die Jahreslieferung 2023, lag noch bei rund € 257/MWh und entspricht damit mehr als dem Zweieinhalbfachen des Jahresdurchschnitts des Spothandelspreises.

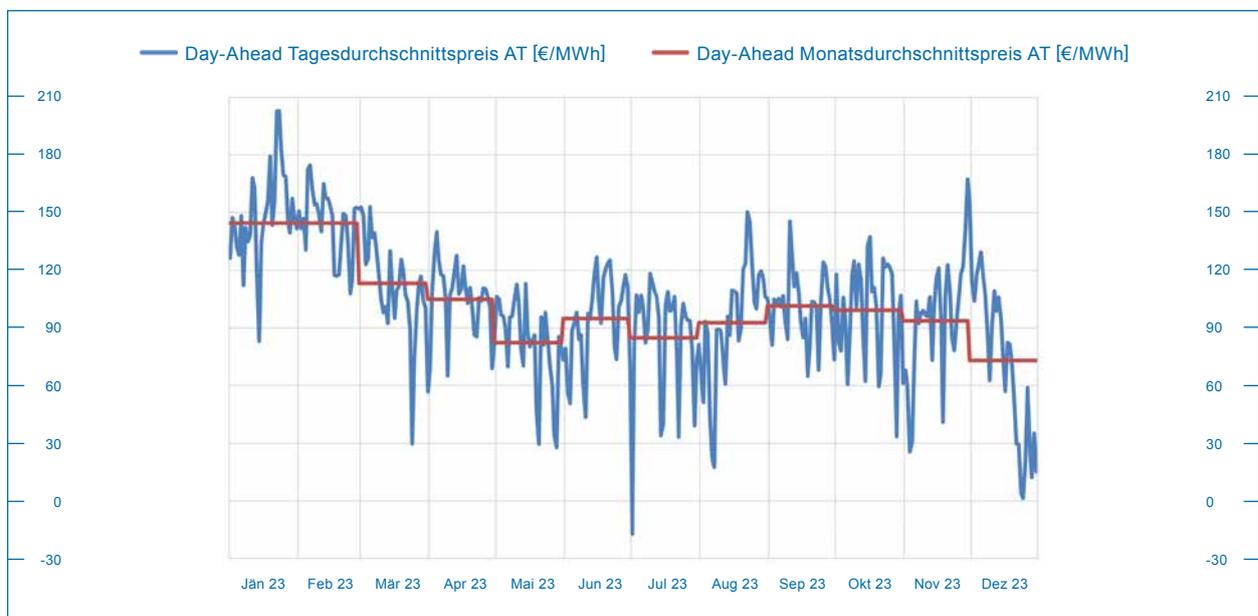
Die milde Witterung und die gute Erneuerbaren-Erzeugung setzten die CO₂-, Gas- und Kohlepreise im Jänner 2023 erheblich unter Druck, woraufhin auch die Day-Ahead-Preise am Strommarkt im Vergleich zum Dezember 2022 einbrachen. Der Monatsdurchschnitt für den Jänner lag in der Grundlast bei rund € 145/MWh und war damit um mehr als 40 Prozent niedriger als der Vormonat (siehe Abbildung 3). Zusätzlich stieg im Februar die verfügbare französische Kernkraftwerkskapazität mit 71 Prozent auf den höchsten Stand seit fast einem Jahr. Außerdem wurde bekannt, dass mit der schrittweisen Wiederinbetriebnahme des LNG-Exportterminals in Freeport (USA) begonnen wurde, nachdem die Anlage seit einem Brand im Juni 2022 geschlossen war. Die gute Gasversorgungslage in Europa sollte sich dadurch weiter verbessern.

Zusammengenommen führten diese Faktoren zu einer schrittweisen Auspreisung der saisonalen Risiken. Aufgrund der Pensionsreform kam es ab März in Frankreich zu ausgedehnten Warnstreiks, die die ohnehin langwierigen Wartungsarbeiten an den Kernreaktoren noch weiter verzögerten. Meldungen, wonach der Energiekonzern EDF weitere Korrosionsschäden an Stellen entdeckt hatte, die bisher nicht im Fokus der Überprüfungen standen, ließen die Strompreise in den mittel-europäischen Marktgebieten nur kurzzeitig ansteigen.

Der allgemeine Abwärtstrend hielt bis zum Monatsende an. Der März lag in der Grundlast im Durchschnitt bei rund € 113/MWh und damit um mehr als 21 Prozent tiefer als der Februar. Mit der deutlich besseren Gas-speichersituation im Vergleich zum selben Zeitraum in 2022 und einem weiterhin guten Kohleangebot verloren die Spotpreise in Deutschland und Österreich weiter. Am 15. April wurden die letzten drei Kernkraftwerke in Deutschland vom Netz genommen. Die fehlende Erzeugung aus den Kernkraftwerken wurde kurzfristig durch eine erhöhte Erzeugung aus den konventionellen thermischen Kraftwerken kompensiert, sodass die Abschaltung keine signifikanten Auswirkungen auf die Day-Ahead-Preise hatte. Im Mai kam es nach sehr trockenen Vorperioden zu guten Niederschlagsmengen im Alpenraum, die über dem Normaljahr lagen. Dies wiederum steigerte die Laufwassererzeugung deutlich und dämpfte mit den rückläufigen CO₂- und Kohlepreisen das absolute Preisniveau an den europäischen Strommärkten. Gegen Monatsende konnte im Mai zusätzlich eine Zunahme der PV-Erzeugung beobachtet werden, die mit einer Häufung negativer Stundenpreise einherging und die Day-Ahead-Preise weiter sinken ließ. Der Mai lag in der Grundlast durchschnittlich bei etwas über € 82/MWh und sollte damit einer der günstigsten Monate im Jahr 2023 werden. Die Preise bei Peak-Load lagen im Mai im Durchschnitt leicht darunter. Eine drastische Kürzung der norwegischen Gasexporte beendete im Juni vorläufig den Abwärtstrend an den europäischen Gas- und Strommärkten. Der Juni lag in der Grundlast im Durchschnitt bei rund € 95/MWh. Besonders die erste Monatshälfte im Juli 2023 war von Hochsommerwetter und viel Wind- und Photovoltaikeinspeisung geprägt. Am 02. Juli, einem Sonntag, trat am frühen Nachmittag mit € -500/MWh der tiefste Stundenpreis des Jahres auf. Zuletzt wurde ein ähnlich tiefer Preis im Oktober 2009 verzeichnet. In der zweiten August-Hälfte sorgte eine schwächere Erzeugung aus Windkraft und Photovoltaik sowie steigende Gaspreise infolge drohender Streiks in australischen LNG-Produktionsstätten für deutliche Unterstützung der Strompreise. Der Day-Ahead-Preis

im Marktgebiet Österreich stieg am 23. August im Maximum auf € 289/MWh, woraufhin der Tagesdurchschnittspreis erstmals seit Ende des Winters wieder über der Marke von € 150/MWh lag. Der Monat August mittelte in der Grundlast bei rund € 93/MWh. Der höchste Day-Ahead-Preis des Jahres 2023 im Marktgebiet Österreich trat mit € 437/MWh am 11. September in den Abendstunden auf. Im Monatsmittel lag man mit rund € 101/MWh deutlich unter diesem Spitzenwert, jedoch über dem Durchschnittspreis vom August. Die Auswirkungen des Terrorangriffs der Hamas auf Israel Anfang Oktober auf die Day-Ahead-Preise blieb aufgrund der hohen Erzeugung aus Windkraft, voller Gasspeicher und milder Temperaturen begrenzt. Der Dezember sollte sich schließlich mit durchschnittlich € 73/MWh für die Lieferung am Folgetag als günstigster Monat des Jahres 2023 herausstellen. Das vergleichsweise niedrige Preisniveau war insbesondere auf das hohe Windaufkommen ab der zweiten Monatshälfte sowie auf die geringere Nachfrage während der Weihnachtsfeiertage zurückzuführen.

Einzelne Tage mit tiefen Preisniveaus machen den preisbildenden Einfluss der fluktuierenden erneuerbaren Erzeugung deutlich. Im Falle eines niedrigen Stromverbrauchs, üblicherweise an Sonn- und Feiertagen bei gleichzeitig hoher Wind- und/oder Photovoltaikerzeugung, stellen sich tiefe bzw. negative Strompreise ein. Während im Jahr 2022 aufgrund des extrem hohen Preisniveaus am Day-Ahead-Markt in Österreich keine einzige Stunde mit negativen Strompreisen beobachtet werden konnte, waren es im Jahr 2023 mit 111 Stunden genauso viele wie im Jahr 2020. In Deutschland gab es 2023 mit 301 Stunden auch wieder deutlich häufiger negative Preise als noch im Jahr zuvor (69 Stunden). Die niedrigsten Tagesdurchschnittspreise wurden in Österreich am 02. Juli, einem Sonntag, mit € -17/MWh und am 25. Dezember, einem Feiertag, mit € 1,50/MWh verzeichnet – beides auch Tage mit hoher Erneuerbaren-Erzeugung in Österreich.



In Abbildung 3 ist der Preisverlauf des Market-Coupling-Preises an den Energiebörsen (Nominated Electricity Market Operators (NEMOs) EPEX/EXAA/ NORDPOOL) für das Marktgebiet Österreich im Jahr 2023 als mittlerer Tagespreis am Spotmarkt (Phelix AT Base) bzw. als mittlerer Monatspreis in €/MWh aufgetragen.

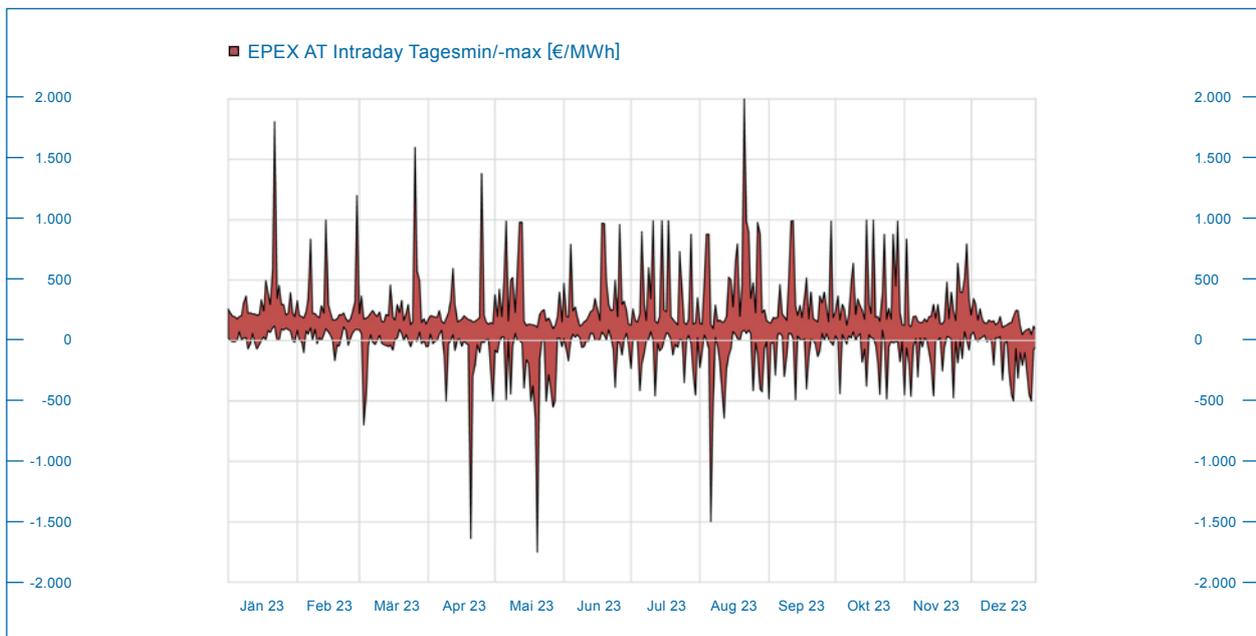
Im Jahr 2018 wurde die bis dahin gemeinsame Strompreiszone Deutschland/Österreich aufgetrennt, womit es seitdem unterschiedliche Großhandels-Strompreisniveaus in den beiden Ländern gibt. Die Preisauflschläge am Day-Ahead-Markt für Österreich gegenüber Deutschland lagen im Jahresschnitt 2023 bei beinahe € 7/MWh. Die Preisdifferenzen sind häufig bedingt durch geringere tatsächliche Verfügbarkeiten der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Österreich, die im Rahmen des sogenannten Flow-Based-Market-Coupling meist unterhalb der den Marktteilnehmern angekündigten 4.900 MW liegen, unterschiedliche Erzeugungen auf Basis erneuerbarer Energien und einem verschiedenen Primärenergieträgermix bei der Stromerzeugung.

INTRADAY-MARKT

Der Intraday-Handel deckt mit Stunden- und Viertelstundenprodukten den Lieferzeitraum zwischen Day-

Ahead- und Regelenergielieferungen ab. Dieser hat über den Zuwachs ungesicherter Erzeugung aus erneuerbarer Energie, insbesondere in Deutschland, eine erhebliche Ausweitung erfahren. Aufgrund der Markttrennung zwischen Deutschland und Österreich erhielt der österreichische Intraday-Handel 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 gegenüber den Day-Ahead-Planannahmen am Großhandelsmarkt. Am 22. August trat mit € 2.000/MWh in diesem Jahr der höchste und am 21. Mai mit € -1.750/MWh der tiefste Preis in einem Stundenprodukt am österreichischen Intraday-Markt auf. Die Bandbreite zwischen den täglichen Höchst- und Tiefstpreisen am Intraday-Markt lag 2023 mit durchschnittlich rund € 400/MWh etwas unter dem Wert des



In Abbildung 4 ist der Preisverlauf am Intraday-(Stunden) Markt an der Energiebörse EPEX im Jahr 2023 für das Marktgebiet Österreich als Tagesminimum und -maximum in €/MWh aufgetragen.

Vorjahres von € 419/MWh und entspricht zugleich dem ViereinhalbfachenderdurchschnittlichenDay-Ahead-Preisbandbreite von € 89/MWh im Jahr 2023, was das Wertpotenzial dieses Marktsegmentes erneut unterstreicht.

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.

REGELENERGIE

Um die Stabilität des Elektrizitätsnetzes zu gewährleisten, müssen Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt gleich groß sein. Im Netz selbst kann aber kein Strom gespeichert werden und eine Speicherung in (Pump-)Speicherkraftwerken ist nur in eingeschränktem Ausmaß möglich – in Batterien vergleichsweise überhaupt nur sehr geringfügig. Schwankungen bei Erzeugung oder Verbrauch werden von den Betreibern des Übertragungsnetzes, die selbst über keine Kraftwerke verfügen, durch den Zukauf sogenannter Regelreserve ausgeglichen. Regelreserve kann von flexiblen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen bereitgestellt werden und muss von den Übertragungsnetzbetreibern über marktwirtschaftliche Prozesse kontrahiert werden.

Mit ihren schnellen und leistungsstarken Kraftwerken ist TIWAG seit vielen Jahren als Regelreserveanbieter ein verlässlicher Partner der Übertragungsnetzbetreiber und erfolgreich auf den verschiedenen Regelreservemärkten tätig. Neben diesem Beitrag zur Systemstabilität aus den eigenen Kraftwerken ermöglicht TIWAG Dritten, über den eigenen Regelreservepool auch deren flexible Kraftwerke am Regelreservemarkt zu platzieren. Mit dem Ziel einer weiteren Intensivierung des Wettbewerbs

sowie der Öffnung des Marktes für schlechter planbare, erneuerbare Erzeuger wurden in Deutschland und Österreich die Leistungs- und Ausschreibungszyklen in den letzten Jahren von Wochenausschreibungen auf werktägliche Ausschreibungen und dann auf kalendertägliche Ausschreibungen mit sechs 4h-Blöcken für Primärregelleistung umgestellt. Ende 2020 wurden sogenannte Regelarbeitsmärkte für die Regelenergiequalitäten Sekundärregelleistung und Tertiärregelleistung bzw. Minutenreserve eingeführt. Unabhängig von der Teilnahme am bisherigen Markt für Regelleistung (=Leistungsbereithaltung) kann dabei Regelarbeit (=Lieferung) auch an sechs untertägigen Auktionen angeboten werden und bietet so eine weitere Möglichkeit, kurzfristig Flexibilität zu vermarkten. Durch diese Aufteilung kommt der Regelleistung nun die Funktion eines „Versicherungsproduktes“ zu, indem auch dann genügend Regelreserve zur Verfügung stehen soll, wenn der später abgewickelte Regelarbeitsmarkt nicht zur Verfügung steht.

In 2022 ergaben sich mit der Einführung von PICASSO (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation) einige gravierende Änderungen für die Sekundärregelleistung bzw. -energie. PICASSO harmonisiert die Regeln für die meisten Länder in Europa und brachte Neuerungen, wie den viertelstündlichen Regelarbeitsmarkt (RAM), neue Abrechnungsmodalitäten und kleinere Gebotsgrößen (bereits ab 1 MW). Die Einführung wurde mehrmals verschoben und fand schlussendlich am 22. Juni 2022 statt, wurde jedoch von einigen technischen Schwierigkeiten begleitet, sodass der Regelarbeitsmarkt in Österreich de facto erst Ende des Jahres 2022 genutzt werden konnte. Durch die Einführung von PICASSO wurde die Regelenergie noch kleinteiliger, was einerseits die Möglichkeit der Angebotslegung erweitert, andererseits den Aufwand der Gebotserstellung und -anpassung sowie die Komplexität im Allgemeinen erhöht und es dadurch vor allem kleineren Anbietern erschwert wird, an diesem Markt in gleichem Umfang partizipieren zu können.

Am 13. Juni 2023 wurde analog zu PICASSO der viertelstündliche Regelarbeitsmarkt auch für die Tertiärregelleistung/-energie bzw. Minutenreserve unter dem Namen MARI (Manually Activated Reserves Initiative) eingeführt.

Mit Stand Ende 2023 nehmen Deutschland, Österreich und die Tschechische Republik an PICASSO sowie Deutschland, Österreich, Italien und die Tschechische Republik an MARI teil. Für 2024 ist eine Ausweitung der Kooperationen auf weitere Länder geplant.

TERMINHANDEL

Der Strom-Großhandel mit Terminprodukten, also für künftige Monate, Quartale und Jahre, unterliegt neben den Preisbildungsmechanismen des Spothandels weiteren Einflussfaktoren. Im Terminhandel ist ein erweiterter Händlerkreis auch ohne eigene Erzeugung tätig und neben objektivierbaren, fundamentalen Kriterien, wie zum Beispiel Terminpreise für Rohstoffe oder Emissionszertifikate, unterliegt die Preisbildung auch immer wieder spekulativen Meinungen und individuellen Erwartungen der Marktteilnehmer.

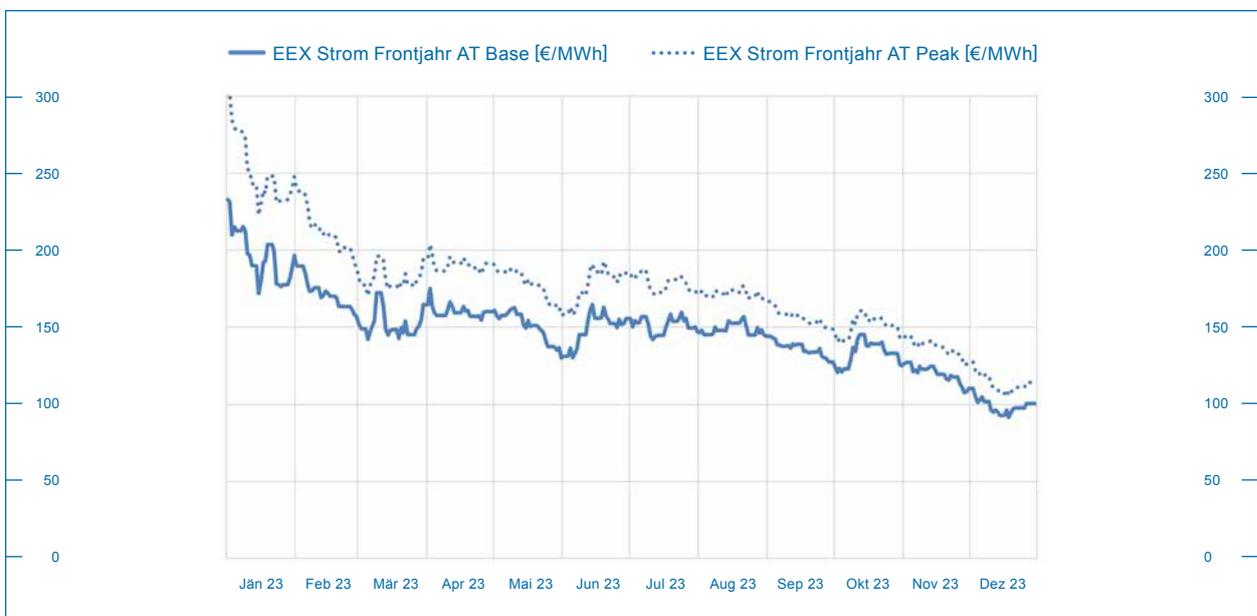
Nach dem Rekordjahr 2022 kam es im Jahr 2023 zu einem deutlichen Rückgang und einer Stabilisierung der europäischen Großhandelspreise am Terminmarkt für Strom, Gas, Kohle und CO₂. Der anhaltende Russland-Ukraine-Krieg und die Eskalation im Nahost-Konflikt prägten im Handelsjahr 2023 den internationalen Rohstoff- und Strom-Großhandelsmarkt. Durch die größere Abhängigkeit der europäischen Gasversorgung von Flüssigerdgas aus Übersee gewinnen vermehrt die geopolitischen Einflüsse an Gewicht und dies führt zu deutlich mehr Unsicherheit an den europäischen Handelsplätzen. Der Verlauf der Preisentwicklung an den Rohstoff-Terminmärkten beeinflusste die Preiserwartung am Strom-Terminmarkt maßgeblich (zum Vergleich Abbildung 1 und Abbildung 5).

Nach wie vor prägen fossile Erzeugungstechnologien den europäischen Erzeugungsmix und werden auch in

naher Zukunft einen entscheidenden Einfluss auf die Preiserwartung in den Frontjahren haben. Trotz Rekordausbauzahlen erneuerbarer Energien wurden beispielsweise in Deutschland im Jahr 2023 rund 171 TWh an Strom aus Braun-/Steinkohle, Gas und Öl erzeugt, was die unverändert hohe Sensitivität der Strompreise auf Rohstoffpreisänderungen erklärt. Besonders zu Jahresbeginn 2023 zeigte sich dieser Effekt sehr deutlich. Milde Temperaturen und Rekordfüllstände bei den europäischen Gasspeichern führten zu fallenden Gaspreisen, die das Strom-Frontjahr deutlich unter Druck setzten (siehe Abbildung 5). Die Bandlieferung für das Frontjahr im Marktgebiet Österreich notierte zu Monatsbeginn März bei rund € 157/MWh und damit um 33 Prozent unter der Notierung zu Jahresanfang. Im März wurde der allgemeine Abwärtstrend aufgrund erneuter Meldungen über Risse im Kühlsystem französischer Atomkraftwerke vorerst gestoppt. Die Bandlieferung für das Strom-Frontjahr in Österreich erreichte am 10. März mit rund € 172/MWh das Monatsmaximum. Anfang April konnte die Marke von € 172/MWh für die Bandlieferung im Frontjahr bereits eingestellt werden, bevor sich der allgemeine Abwärtstrend fortsetzte. Diese Abwärtsentwicklung verstärkte sich im Mai mit den stark rückläufigen Rohstoffpreisen an den Terminmärkten, wodurch die Bandlieferung für das Marktgebiet Österreich für das Frontjahr deutlich an Wert verlor und sich der Marke von € 120/MWh weiter annäherte. Im Juni kam es zu Wartungsverlängerungen von norwegischen Gasfeldern, was zu einem erheblichen Preisaufschwung bei den Gas- und in der Folge bei den Strompreisen am Terminmarkt führte. Das Strom-Frontjahr notierte dadurch am Monatsende um rund € 26/MWh höher als noch zu Monatsbeginn. Über die Sommermonate Juli und August verlor das Strom-Frontjahr nur leicht und schloss mit Ende August bei rund € 145/MWh. In den Sommermonaten wurden die Gas- und Strompreise deutlich durch die wiederkehrenden Streikankündigungen australischer Flüssiggasarbeiter gestützt. Der eingetrübte Wirtschaftsausblick in der Eurozone und eine äußerst komfortable Gasversorgungslage führten Mitte September am Strom-Terminmarkt zu einer erneuten Preiskorrektur

nach unten. Am letzten Börsentag im September notierte die Bandleieferung für das Frontjahr bei rund € 121/MWh und damit unter den Sommermonaten. Mit dem Angriff der Hamas auf Israel Anfang Oktober reagierten die Rohstoffmärkte mit fundamental nicht erklärbaren Preisaufschlägen, die sich auch in den Frontjahresprodukten widerspiegelten. Das Strom-Frontjahr sprang innerhalb einer Woche von € 121/MWh auf € 145/MWh, da viele Marktteilnehmer eine Ausweitung des Nahost-Konflikts und Einschränkungen bei den Flüssiggaslieferungen befürchteten. Das hohe Preisniveau am Gas- und Strom-Terminmarkt im Oktober währte nur kurz. Ab Mitte Oktober prägten wieder verstärkt fundamentale Einflussfaktoren wie Temperatur und Gasspeicherfüllstände das Marktgeschehen. Das führte wiederholt zu hohen Preisabschlägen am Terminmarkt, sodass am Monatsende die Bandleieferung im Strom-Frontjahr bei rund € 126/MWh zu liegen kam. Im November konnte der Strompreis nur eine Richtung, nämlich nach unten. Der November schloss bei rund € 108/MWh. Der Abwärts-

trend am Markt hielt auch im Dezember an. Das Risiko einer Gasknappheit im Frontjahr reduzierte sich aufgrund der hohen Gasspeicherfüllstände und zusätzlicher europäischer LNG-Importkapazitäten deutlich und setzte das Frontjahr erheblich unter Druck. Am Monatsende notierte die Bandleieferung für das Strom-Frontjahr nur noch bei € 101/MWh. Über das Handelsjahr 2023 verlor die Bandleieferung für das Strom-Frontjahr für das Marktgebiet Österreich 57 Prozent und die Peak-Lieferung 62 Prozent an Wert. Das Handelsvolumen auf dem europäischen Strommarkt wie auch im europäischen Gas- und Kohlehandel (Over-the-counter/OTC- und Börsenhandel) war in 2023 höher als im Vorjahr. Der Stromhandel verzeichnete mit 7.700 TWh ein Plus von 34 Prozent, lag aber immer noch unter dem Vorkrisenniveau. Der EU-weite physische außerbörsliche Handel (OTC) zeigte sich dennoch rückläufig. Der Marktanteil des physischen OTC-Handels am europäischen Stromhandel betrug im Berichtsjahr nur 21 Prozent und lag damit unter den OTC-Handelsvolumina des Jahres 2019.



In Abbildung 5 sind die Stromhandelspreise (Futures) für die Jahreslieferung 2024 der Produkte Base und Peak für das Marktgebiet Österreich im Handelsjahr 2023 an der EEX in €/MWh dargestellt. Der durchschnittliche Marktpreis für dieses Frontjahresprodukt liegt mit 148 €/MWh bei weniger als der Hälfte des Vorjahreswertes von 316 €/MWh.

Im Unterschied zu den Preisen für das Marktgebiet Deutschland und dem bis 2018 gemeinsamen Marktgebiet Deutschland und Österreich handelt es sich bei Preisnotierungen für Österreich wegen fehlender Liquidität am Großhandelsmarkt zumeist um nicht handelbare, sondern nur indikative Preisnennungen. Das grundsätzlich sehr geringe tatsächliche Handelsvolumen beschränkt sich zusätzlich auf die zeitlich naheliegenden Frontprodukte (Monat +1, Quartal +1, Jahr +1), während die zeitlich weiter entfernten Produkte meist gar keine Handelsaktivitäten aufweisen. In der Regel bleibt Erzeugern und Lieferanten am Terminmarkt nur die Möglichkeit, über den Stromhandel die österreichischen Lieferverpflichtungen am liquideren deutschen Markt und in äußerst eingeschränkter Weise mit FTRs (Financial Transmission Rights) abzusichern.

FINANCIAL TRANSMISSION RIGHTS (FINANZIELLE TRANSPORTRECHTE)

Mit der Markttrennung 2018 wurde über das Joint Allocation Office (JAO) ein finanzielles Absicherungsprodukt für die Marktpreisdifferenzen zwischen Deutschland und Österreich eingeführt, sogenannte Financial Transmission Rights (FTRs). Physische Transportrechte (PTRs) sind zwischen Deutschland und Österreich nicht verfügbar. Der Erwerb der FTRs erfolgt in Auktionen, wobei diese Auktionen sich im Wesentlichen auf sogenannte Base-Produkte für ein Frontjahr und das jeweilige Frontmonat beschränken. Somit steht hier eine weitaus geringere Produktvielfalt als an den Terminmärkten des Stromhandels und damit weniger Absicherungsmöglichkeiten zur Verfügung. Darüber hinaus können FTRs grundsätzlich lediglich einmalig und zu jeweils einem fixierten Termin kurz vor Lieferbeginn gekauft werden. Ein Sekundärmarkt, an dem die Transportrechte weiterverkauft werden könnten, steht nicht zur Verfügung. Große Unsicherheiten bestehen unverändert bei der Einschätzung der künftigen Preisdifferenzen zwischen

Österreich und Deutschland. Diese sind stark abhängig von den Wetterverhältnissen, der täglich zur Verfügung gestellten Übertragungskapazität und den Preisdifferenzen für den in beiden Ländern unterschiedlichen Primärenergieträgermix. Dementsprechend sind die Unsicherheiten in den Jahresauktionen deutlich größer als in den Monatsauktionen, da letztere ca. zehn Tage vor Lieferbeginn stattfinden und die meteorologischen Verhältnisse sowie die Rohstoffpreise somit für den jeweiligen Folgemonat bereits etwas besser abschätzbar sind.

Die JAO-Jahresauktion für das Lieferjahr 2023 ergab in der Lieferrichtung „Deutschland nach Österreich“ rund € 18/MWh und „Österreich nach Deutschland“ knapp € 1/MWh. Die Mittelwerte aus allen Monatsauktionen in der Lieferrichtung „Deutschland nach Österreich“ ergaben im Durchschnitt € 8/MWh und die Monatsauktionen „Österreich nach Deutschland“ etwa € 1/MWh. Der Day-Ahead-Markt handelte im Durchschnitt des Lieferjahres 2023 in der Lieferrichtung „Deutschland nach Österreich“ bei rund € 8/MWh und „Österreich nach Deutschland“ bei knapp € 1/MWh.

Die Strompreisdifferenzen zwischen Deutschland und Österreich sind im Jahresverlauf 2023 mit fallendem Preisniveau am Strommarkt gesunken. Dies zeichnete sich auch in den fallenden Preisen der Monatsauktionen ab. Die Monatsauktionen der Lieferrichtung „Deutschland nach Österreich“ lagen im ersten Halbjahr 2023 bei etwa € 10/MWh, im zweiten Halbjahr 2023 bei rund € 6/MWh.

STROMHANDEL DER TIWAG-TIROLER WASSERKRAFT AG

Die Stromhandelstätigkeit der TIWAG dient in erster Linie der Bedarfsdeckung, um mit längerfristigen Handelslieferungen sowie mit Tauschverträgen die preis- und risikooptimierte Aufbringung und damit vergleichsweise sehr niedrige Strompreise für die Tiroler KundInnen sicherzustellen. Auch wird so die optimale Nutzung insbesondere der flexiblen Eigenerzeugung gesichert.

Im Rahmen dieser Tätigkeit ist TIWAG unter anderem finanziellen Risiken ausgesetzt, denen sie mit einer an das Bankwesen angelehnten Risikomanagement-Organisation begegnet. Die Steuerung der risikorelevanten Vorgaben der Unternehmensleitung obliegt dem Risikokomitee, dem auch das fachlich zuständige Vorstandsmitglied angehört. Die laufende Überwachung der Limits hinsichtlich Gegenparteirisiken (zum Beispiel Zahlungsausfall, Wiedereindeckung beziehungsweise -verkauf) und Marktpreisrisiken erfolgt laufend durch das operative Risikomanagement im Handel und in weiterer Folge durch das Konzern-Risikomanagement.

Im Berichtsjahr wurde die Einbindung von Anlagen Dritter in den Regelenergiepool weiter ausgebaut. Ein weiterer Fokus lag auf der optimierten Nutzung der flexiblen TIWAG-Kraftwerksanlagen am Regelenergiemarkt, im Kurzfrist- sowie Intraday-Handel.

Im Jahr 2023 waren insgesamt überdurchschnittliche Niederschläge und hohe Temperaturen zu verzeichnen. Das erste Halbjahr lag kumuliert bis Juni im langjährigen Durchschnitt, während die Monate Juni und Juli sich als niederschlagsarm erwiesen. Im August führten Starkregen und Unwetter zu Hochwasserereignissen entlang des Inntals, die dank der Rückhaltungsmöglichkeit in den eigenen Speicheranlagen abgemildert werden konnten und TIWAG so mit ihren hochalpinen Wasserspeichern einen erheblichen Beitrag zum Hochwasserschutz, insbesondere auch für die Landeshauptstadt Innsbruck, leisten konnte. Nach einem trockenen September erwies sich das vierte Quartal als niederschlagsreich, sodass letztlich ein überdurchschnittliches Wasserjahr zu verzeichnen war.

REGULATORISCHES UMFELD

Das vergangene Jahr brachte bedeutende Entwicklungen im regulatorischen Umfeld der Energiemärkte. Nachdem Anfang 2022 Russland die Ukraine überfallen

hatte und der Gasfluss aus dem Osten abrupt zum Erliegen kam, erfolgte an den Strom- und Gasmärkten ein noch nie gesehener Preisanstieg, der im Sommer 2022 in Großhandelspreisen über € 1.000/MWh an den Terminmärkten gipfelte und auch die Spotmärkte in helle Aufregung versetzte. Zahlreiche Mitgliedsstaaten beschlossen in der Folge in den freien Energiemarkt eingreifende Maßnahmen zum Schutz der VerbraucherInnen, die von Preisobergrenzen bei Kundenpreisen bis zu Gewinnabschöpfungen bei Stromerzeugern reichten. Der Ruf nach einer Reform des Strom- und Gasmarktes, um Preisschocks in Zukunft zu verhindern, setzte die Politik und die Europäische Kommission stark unter Druck.

Im Januar 2023 veröffentlichte die Europäische Kommission dann die lang erwartete Konsultation zur Strommarktreform, auf die über 1.000 Antworten eingingen. Spannungen über den Grad der Intervention in den Strommarkt wurden allzu deutlich, als einige Mitgliedsstaaten Vorschläge einbrachten, die im Wesentlichen auf die Beendigung des freien Strommarktes zielten. Andere zeigten hingegen auf, wie der Markt reformiert werden kann, während gleichzeitig das Bewährte erhalten, dringend nötige Investitionen in den Sektor sichergestellt und Europa mit einer zuverlässigen, grünen und nachhaltigen Stromversorgung ausgestattet werden kann.

Im März wurden weitreichende Vorschläge von der Europäischen Kommission veröffentlicht. Diese umfassten den grünen Industrieplan mit hochrangigen Gesetzesvorschlägen wie dem Europäischen Gesetz zu kritischen Rohstoffen und dem Netto-Null-Industrie-Gesetz. Ebenfalls im März wurde dann der lang erwartete Vorschlag zur Strommarktreform inklusive Revision der REMIT, veröffentlicht.

Die teils heftig geführten Diskussionen zu den Vorschlägen zogen sich bis zum Herbst hin. Im Oktober des Berichtsjahres ging es dann Schlag auf Schlag.

Der Europäische Rat verabschiedete die Erneuerbare-Energie-Richtlinie 2018 (Richtlinie EU 2018/2001, Renewable Energy Directive, RED II), die vorsieht, dass bis 2030 42,5 Prozent des Endenergiebedarfs durch Strom aus erneuerbaren Energien gedeckt werden müssen. Die RED II trat nach der Trilogeeinigung am 20. November 2023 in Kraft.

Eine überraschende Einigung wurde im Oktober im Europäischen Rat zur Strommarktreform mit einer Novelle der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2019 (Richtlinie EU 2019/944, BM-RL) erzielt, die die deutschen Bedenken über unfaire Subventionen im französischen Markt berücksichtigte und es gleichzeitig Frankreich ermöglichte, die Regelungen auf seine Kernkraftwerke anzuwenden. Wiewohl angestrebt, wurde die Strommarktreform inklusive der Reform der Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (Verordnung EU Nr. 1227/2011, REMIT) in 2023 nicht mehr beschlossen.

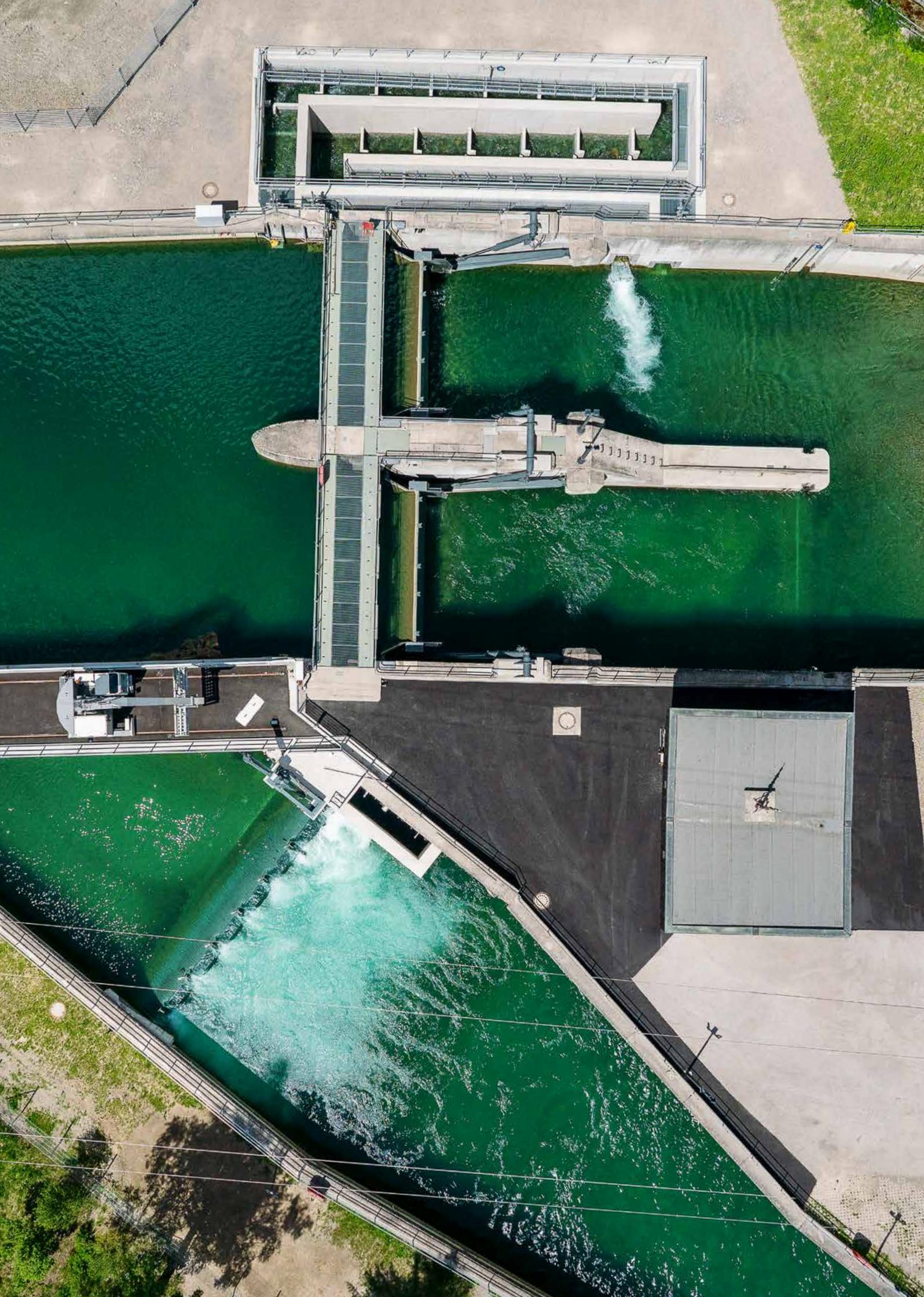
Ende Oktober verzeichnete der Vorschlag zum Netto-Null-Industrie-Gesetz substanzielle Fortschritte, als das ITRE-Komitee (Ausschuss für Industrie, Forschung und Energie) des Europäischen Parlaments für die Einbeziehung von Kernkraft und Wasserkraft in die Liste der "Netto-Null-Technologien" stimmte.

Im Dezember des Vorjahres lag der Fokus der medialen Berichterstattung ganz auf der 28. UN-Klimakonferenz, COP28 in Dubai, in deren Abschlusserklärung erstmals eine Klimakonferenz zum Ausstieg aus den fossilen Energieträgern aufruft. Dies soll in gerechter und geordneter Weise geschehen und müsse außerdem schon in diesem „entscheidenden Jahrzehnt“ beschleunigt werden,

um im Jahr 2050 Treibhausgasneutralität zu erreichen. Um die notwendige deutliche, schnelle und nachhaltige Reduzierung der Emissionen zu erreichen, soll weltweit die Kapazität erneuerbarer Energien bis 2030 verdreifacht und die Energieeffizienz jährlich verdoppelt werden.

National ließ der Gesetzgeber 2023 große Taten missen. Im März wurde das Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz novelliert. Die Novelle soll den Bau von Kraftwerken und Netzinfrastruktur durch Verfahrensbeschleunigungen erleichtern, klare Strukturierung, verbindliche Fristen, Personalaufstockungen und weitere Verbesserungen bringen. Im Mai beschloss die Regierung zusätzliche Maßnahmen zur Inflationsdämpfung im Energiebereich, darunter eine Verschärfung der Windfall-Profit-Tax Strom (Energiekrisenbeitrag-Strom, EKBSG) und verschiedene Maßnahmen zur Unterstützung im Umgang mit Energiekosten. Im Juni trat die Novelle des Energieeffizienzgesetzes in Kraft, im Juli die (kleine) Novelle zum Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010). Die mehrfach von der Bundesregierung angekündigte große Überarbeitung des Rahmengesetzes EIWOG 2010 hin zu einem neuen Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) wurde im Berichtsjahr nicht vorgelegt und erfolgt erst zu Beginn 2024.

Mehrfach betonten Energieversorger, der Branchenverband Oesterreichs Energie und zuletzt auch noch die Landeshauptleute die Bedeutung klarer Vorgaben bei Preisänderungen von Kundenverträgen, da österreichweit bereits Dutzende Verfahren gegen Energielieferanten wegen Preisanpassungen verzeichnet werden.



TINEXT – Aktivitäten im Geschäftsjahr 2023

Nach zweijährigem Bestehen hat sich die TIWAG-Next Energy Solutions GmbH (TINEXT) in den Bereichen Photovoltaik, Wasserstoff, Elektromobilität und CO₂-armer Wärme auf dem Tiroler Markt etabliert. TINEXT gilt als zuverlässiger Partner sowie attraktiver Arbeitgeber vor Ort. Zum Ende des Jahres 2023 zählte TINEXT bereits 26 MitarbeiterInnen.

PHOTOVOLTAIK

Wichtige Meilensteine erreicht

TINEXT setzte in 2023 gemeinsam mit Industrie- und Gewerbetpartnern sowie mit gemeinnützigen und privaten Wohnbauträgern 31 PV-Projekte um, davon elf Pachtanlagen und 20 Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen (GEA). Mit diesen Projekten wurden auf rund 20.000 m² Dachfläche etwas mehr als 2 MWp Gesamtleistung in Betrieb genommen. Um die PV-Aktivitäten in TINEXT und innerhalb der TIWAG-Gruppe zu bündeln, wurden mit 30. September 2023 insgesamt 12 PV-Anlagen mit einer Leistung von 850 kWp auf Fremdliegenschaften von TIWAG an TINEXT übertragen.

Auch wurde unter anderem im Oktober eine PV-Anlage am Dach der Bioenergie Kufstein in Betrieb genommen – mit einer Gesamtleistung von 700 kWp die größte Anlage in Kufstein. Damit kann der Betrieb des bereits 2003 in Betrieb genommenen Biomasse-Heizkraftwerks mit lokal erzeugtem Sonnenstrom unterstützt werden. Das spart Energiekosten und steigert die Rentabilität der Gesamtanlage nachhaltig.

Kooperation mit dem Land Tirol

Im Rahmen des Zuschlages für die europaweite Ausschreibung des Landes Tirol errichtete TINEXT unter anderem auf den Dächern der Tiroler Fachberufsschulen (TFBS) für Bautechnik und Malerei, TFBS für Holztechnik und TFBS für Tourismus in Absam drei PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 564 kWp. Der von den Schulen genutzte PV-Strom reduziert die Stromkosten der Gebäude, der Überschuss wird in das öffentliche Netz eingespeist.

Geplante Errichtung eines PV-Carports in Pertisau

Um die Nutzung von befestigten Flächen für die lokale und regionale PV-Stromerzeugung zu forcieren, hat TINEXT eine PV-Carportanlage in Stahlbauweise inklusive E-Ladesystemen am TIWAG-Parkplatz in Pertisau, Gemeinde Eben am Achensee, ausgearbeitet. Auch wurde um die Förderung von Unterkonstruktionen für PV-Anlagen beim Amt der Tiroler Landesregierung angesucht. Gleichzeitig wurde für dieses Projekt ein Ausschreibungsverfahren durchgeführt, aus dem die Firma Fröschl als Bestbieter hervorgegangen ist. Vorbehaltlich des Vorliegens aller Bescheide und Genehmigungen wird das Projekt in 2024 umgesetzt.



Gemeinsamer Lokalausgleich bei der neuen PV-Anlage am Dach der Bioenergie Kufstein mit (v.l.) Stephan Hilber (kaufm. GF Bioenergie), TIWAG-Vorstandsdirektor Thomas Gasser, Wolfgang Gschwentner (kaufm. GF Stadtwerke), Walter Eisenmann (techn. GF Bioenergie) und Daniel Gruber (techn. GF Stadtwerke).

WASSERSTOFF

P2X-Anlage in Jenbach

Gemeinsam mit der Firma INNIO Jenbacher GmbH & Co OG plant und errichtet TINEXT auf dem Betriebsgelände des Achenseekraftwerkes eine Wasserstoffherstellungsanlage, die Strom aus dem öffentlichen Stromnetz bezieht und über eine Rohrleitung den erzeugten Wasserstoff zum INNIO-Betriebsgelände liefert. Ende 2023 konnten sämtliche Bescheide und Genehmigungen für die Betriebsanlage rechtskräftig erwirkt werden, sodass bereits im Dezember 2023 mit dem Bau begonnen werden konnte. In der ersten Ausbaustufe wird eine Elektrolyseleistung von 2 MW_{el} errichtet.



Die Visualisierung zeigt die P2X-Anlage in Jenbach nach Fertigstellung.

E-MOBILITÄT

Umsetzung von Ladesystemen für E-Busse in Kooperation mit VVT und Postbus

Gemeinsam mit dem Verkehrsverbund Tirol (VVT) und Postbus hat TINEXT im Rahmen der FFG-EBIN-Ausschreibung einen Förderzuschlag für die Errichtung von zwei Ladeinfrastrukturen mit je zwei Ladepunkten in Sersfaus und Zams sowie für die Anschaffung von drei E-Bussen erhalten. Die Errichtung erfolgt im ersten Quartal 2024.

In Summe errichtete TINEXT in 2023 insgesamt 31 Ladepunkte. Zusätzlich wurden mit 30. September 2023 sämtliche im Asset der TIWAG befindlichen Ladesysteme an TINEXT übertragen, sodass TINEXT mit Stand Ende 2023 insgesamt 693 Ladepunkte in Betrieb hat. Die in 2023 abgegebene Lademenge erhöhte sich gegenüber 2022 um rund ein Drittel und betrug rund 2.000 MWh. Für die Errichtung der Ladesysteme konnten im Rahmen des KPC-Mobilitätsmanagements in 2023 insgesamt € 259.000 an Fördermitteln lukriert werden.

FERNWÄRME

Fernwärmenetz Jenbach

Seit 2022 errichtet TINEXT ein Fernwärmenetz in der Gemeinde Jenbach, mit dem Neubauten der Neuen Heimat Tirol sowie PrivatkundInnen versorgt werden. Diese Maßnahme wurde in 2023 fortgesetzt. 2024 wird eine Abwärme-Übergabestation in Betrieb genommen, mit der das Netz zu 100 % über betriebliche Abwärme der Firma INNIO Jenbacher versorgt werden kann.

Fernwärmenetz Kematen

2023 erfolgte durch TINEXT die Inbetriebnahme des Fernwärmenetzes in der Gemeinde Kematen in Tirol, mit dem die Mittelschule Kematen, Neubauten der Neuen Heimat Tirol sowie PrivatkundInnen versorgt werden.

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 Stolleneende 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 haben im Oktober des Berichtsjahres im Matreier Ortsteil Gruben die Bauarbeiten für das Ausleitungskraftwerk begonnen. Im Zuge des Projektes wurden auch mehrere Ausgleichsmaßnahmen am Tauernbach sowie an der Isel umgesetzt. Durch die Anbindung von Gewässern an die Isel und Strukturierungen von Gewässern wurde neuer und hochwertiger Lebensraum für Fische und Kleinlebewesen geschaffen.



Spatenstich für das neue Ausleitungskraftwerk in Matri mit (v.l.) TIWAG-Vorstandsvorsitzendem Erich Entstrasser, LH-Stv. und Energielandesrat Josef Geisler, Bundesminister Norbert Totschnig, TIWAG-Bauvorstand Alexander Speckle, TIWAG-Aufsichtsrätin Michaela Hysek-Unterweger und Standortbürgermeister Raimund Steiner.



Übersicht des Vorhabens Tauernbach – Gruben

Errichtung der Innstufe Imst-Haiming (IH)

Am 01. Juni 2015 wurde das Vorhaben bei der UVP-Behörde zur Umweltverträglichkeitsprüfung eingereicht und der Antrag auf Durchführung einer UVP gestellt. Die Behörde hatte nach Prüfung der Einreichunterlagen die Frist für die Vorlage von ergänzenden Unterlagen mit 31. Dezember 2018 festgesetzt. Früher als behördlich vorgegeben, wurde am 09. Oktober 2018 das verbesserte Einreichoperat (Revision 1) der Behörde zur Fortsetzung des Genehmigungsverfahrens übermittelt. Nach einer neuerlichen Prüfung wurde im März 2019 ein weiterer Verbesserungsauftrag mit Frist bis Ende März 2020 erteilt, dieser wurde fristgerecht eingebracht (Revision 2).



Visualisierung der Innstufe Imst-Haiming nach Fertigstellung.

Einen neuerlichen Verbesserungsauftrag erteilte die Behörde im Juni 2020, die Frist für die Bearbeitung wurde mit Ende März 2021 festgelegt (Revision 3). Durch die Entscheidung, eine Wasserabgabe für Rafting zum Bestandteil des Vorhabens zu machen, wurde eine Revision 4 ausgearbeitet. Die Abgabe der Revision 4 erfolgte Mitte Februar 2022. Die Vollständigkeit der Einreichunterlagen wurde von der UVP-Behörde bestätigt, womit die UVP-Verhandlung Mitte Juni 2022 stattfand. Der positive UVP-Bescheid erster Instanz erfolgte im Februar 2023. Aufgrund mehrerer Beschwerden wird das Genehmigungsverfahren in der zweiten Instanz am Bundesverwaltungsgericht fortgesetzt. Die erwartete Verfahrensdauer liegt zwischen 12 und 18 Monaten.

Erweiterung des Kraftwerk Schwarzach

Anfang 2021 lagen alle Genehmigungen für die Erweiterung des Kleinkraftwerkes Schwarzach in Osttirol vor. Mit dem Zubau beim Krafthaus in Huben sollte die Jahresstromerzeugung ausgebaut und die Eigenversorgung des Bezirks gesteigert werden. Das Projekt folgte auch der nationalen Strategie zum Ausbau der Wasserkraft durch Verbesserungen und Optimierungen an bestehenden Anlagen. Es wurde so konzipiert, dass ohne bauliche Maßnahmen an der Wasserfassung sowie an der Druckrohrleitung selbst ein weiterer Maschinensatz zum Krafthaus dazu gebaut werden konnte. Die Jahresstromerzeugung wurde dabei von 61 auf 83 GWh gesteigert.

Die Investitionskosten betragen rund € 17 Mio. Im Jänner 2021 wurde mit den vorbereitenden Bauarbeiten begonnen, die Inbetriebnahme der zweiten Maschine erfolgte im Jahr 2023.

Im Zuge des Projektes wurden auch mehrere Ausgleichsmaßnahmen an der Schwarzach umgesetzt. Dadurch wurde neuer und hochwertiger Lebensraum für Fische und Kleinlebewesen geschaffen.

Bau des Erweiterungsprojekts Kühltai

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 Kühltai plangemäß. Die Arbeiten im Jahr 2023, dem mittlerweile dritten Baujahr, verliefen plangemäß und liegen im vorgesehenen Zeitplan.



Anlieferung einer der beiden Spiralen im Dezember 2023

Nach der Anlieferung der ersten Turbinenteile im September des Berichtsjahres konnte kurz vor Ende 2023 noch ein wichtiger Meilenstein erreicht werden: Die erfolgreiche Anlieferung der ersten Spirale für die Pumpturbine der Maschine 1. Dieses größte Einzelteil wurde mit einem spektakulären Sondertransport durch zahlreiche kritische Engstellen ins tiefwinterliche Kühltai gebracht.

Nach der erfolgreichen ersten Auflage konnte TIWAG im September 2023 zum zweiten „Tag der offenen Baustelle“ trotz schlechtem Wetter über 3.000 BesucherInnen im Kühltai begrüßen. Neben vielfältigen Möglichkeiten, die

Baustelle bzw. die einzelnen Bauabschnitte wie Damm, Kaverne oder auch die teilweise riesigen Baufahrzeuge aus nächster Nähe zu besichtigen, sorgte auch ein buntes Rahmenprogramm besonders für die Kinder für Unterhaltung. Das leibliche Wohl der BesucherInnen blieb dank bester Verpflegung aus der Kantine nicht auf der Strecke.



Die Baustelle im Kühltai war beim Tag der offenen Baustelle trotz schlechtem Wetter ein Publikumsmagnet.

In Stams wurde im Berichtsjahr wie geplant weiter am größten Schwallausgleichsbecken Europas gearbeitet. Diese Maßnahme zur Schwall-sanierung erfreut sich auch bereits überregionaler Aufmerksamkeit. Anfang Mai 2023 trafen sich nationale FachexpertInnen zu einem interdisziplinären Praxisseminar im Besucherzentrum Silz, das direkt neben dem Ausgleichsbecken beim Kraftwerk Silz liegt.



Das im Bau befindliche Schwallausgleichsbecken beim Kraftwerk Silz



TIWAG-Vorstandsdirektor Alexander Speckle (r.) konnte mit TIWAG-Abteilungsleiter Johann Neuner (2.v.r.) zahlreiche ExpertInnen in Silz begrüßen, darunter Benjamin Apperl (Oesterreichs Energie), Gisela Ofenböck (Bundesministerium für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus, Abteilung Nationale und internationale Wasserwirtschaft), Andreas Murrer (Amt der Tiroler Landesregierung, Abteilung Wasserwirtschaft), Martin Schönberg (VUM Verfahren Umwelt Management GmbH), Franz Greimel (Universität für Bodenkultur Wien, Projektleiter ÖkoReSch) und Gottfried Gökler (Vorarlberger Illwerke AG).

In Langkampfen wurde im Berichtsjahr eine weitere wichtige Ausgleichsmaßnahme des Erweiterungsprojekts Kühtai fertiggestellt: Ehemalige landwirtschaftliche Flächen wurden genutzt, um den Mündungsbereich des Gießenbaches zu verlängern und fischpassierbar zu gestalten. Für die neue Aulandschaft wurde das Gelände im betroffenen Bereich etwas abgesenkt, der Gießenbach umgeleitet und dadurch ein Seitengewässer geschaffen. Die Ausgestaltung stellt sicher, dass der neue Lebensraum auch bei niedrigen Wasserständen mit dem Inn verbunden bleibt. Bei Hochwasser bietet der renaturierte Bereich zudem wichtige Rückzugsräume für die Fische. Als zusätzlicher Mehrwert wurde in unmittelbarer Nähe ein einzigartiger Natur- und Naherholungsbereich umgesetzt, neben dem vorbeiführenden Radweg ein Rastplatz mit Bänken und Fahrradabstellplätzen angelegt und ein Abschnitt von ca. drei Hektar aufwendig renaturiert. Durch das neue Gewässer und standortgerechte Bepflanzung wird sich hier wieder eine Aulandschaft mit ihrem typischen Ökosystem entwickeln und damit zu mehr Biodiversität beitragen.



Die Ausgleichsmaßnahme in Langkampfen bietet ebenso ...



... wie die Innaufweitung Stams-Rietz neuen Lebensraum für Fluss-Lebewesen.

Die im Oktober 2021 begonnene Umsetzung der umfangreichen Revitalisierungsmaßnahmen am Inn zwischen Stams und Rietz konnten im Berichtsjahr wasserbaulich abgeschlossen werden. Nun kann sich Tirols größter Fluss in diesem Abschnitt wieder eigendynamisch entwickeln. Raubäume und Fischunterstände sowie Totholz und Steine bieten Reptilien und Käfern neuen Unterschlupf. Auch der Zwergrohrkolben, eine früher für den Inn typische Pflanze, wurde im Zuge des Projekts neu angesiedelt. Besonders erfreulich und ein Beleg für die Qualität der umgesetzten Maßnahmen ist, dass sowohl Flussregenpfeifer als auch Flussuferläufer, zwei europaweit seltene Vogelarten, sich im Gebiet der Ausgleichsfläche angesiedelt haben und an den Uferflächen brüten.



Sehr seltener Flussregenpfeifer, der in der AMA Stams-Rietz geeignete Brutplätze vorgefunden hat.

Weitere Informationen sowie einen aktuellen Überblick zu den Ausbauprojekten und den zahlreichen Ausgleichsmaßnahmen finden Sie unter www.erneuerbareplus.at

ÖKOENERGIE TIROL GMBH

Die Ökoenergie Tirol GmbH ist ein 100%iges Tochterunternehmen der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG. Seit der Gründung im Jahr 2010 stellt sie einen wichtigen Bestandteil der TIWAG-Gruppe dar und wird von besonders nachhaltig agierenden KundInnen als verlässliche Tiroler Partnerin sehr geschätzt.

Es werden ausschließlich Produkte mit 100 % Umweltzeichen-zertifiziertem Ökostrom „UZ 46 Grüner Strom“ aus nachhaltigen Energiequellen angeboten. Das hat sich auch mit Einführung der neuen günstigeren Produkte im Frühjahr 2023 nicht geändert. Diese Produkte wurden nicht nur InteressentInnen, sondern auch allen BestandskundInnen aktiv angeboten. Zahlreiche KundInnen haben das Angebot angenommen und profitieren von den Vorteilen. KundInnen, die sich bis zum Ende des Berichtsjahrs nicht zum Umstieg entschieden hatten, wurden darüber informiert, dass die alten Stromprodukte mit 31. März 2024 auslaufen werden.

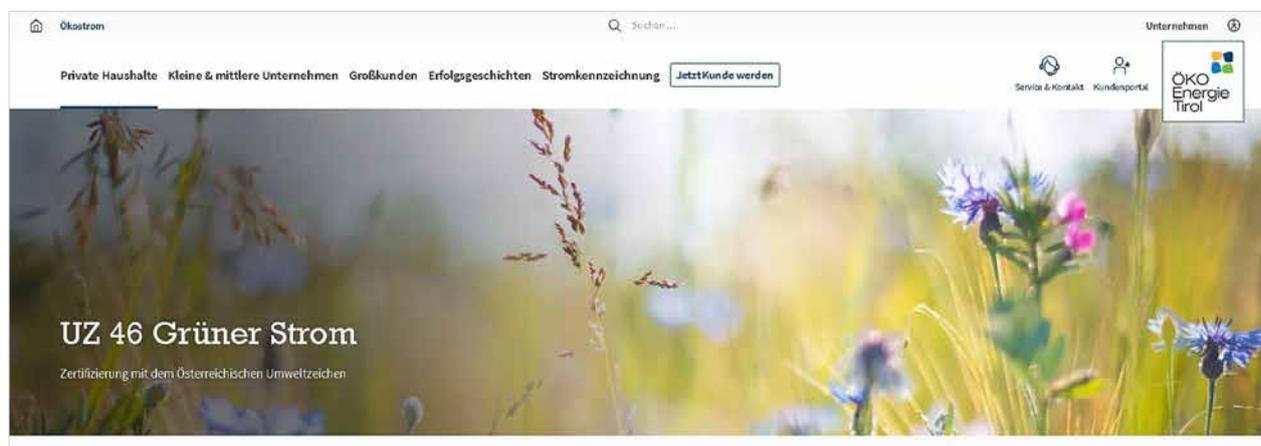
WEITERE AKTIVITÄTEN

Besatz von tausenden jungen Äschen im Inn

Seit mehr als 30 Jahren unterstützt TIWAG finanziell die Bemühungen des Tiroler Fischereiverbandes um den Erhalt der Artenvielfalt in den heimischen Gewässern. Jährliche Beiträge ermöglichen etwa die nachhaltige Aufzucht und den Besatz von Jungfischen. Diese Vereinbarung über Unterstützungen wurde bereits Ende 2022 um fünf Jahre bis 2027 verlängert.

Mit der finanziellen Unterstützung werden Aufzuchtprogramme von Inn-Äschen und Ur-Forellen gefördert. Die Aufzucht autochthoner Äschensetzlinge und regelmäßige Besatzmaßnahmen in den Tiroler Innrevieren sowie geeigneten Innzuflüssen sollen einen gesunden und nachhaltigen Bestand gewährleisten. Im Jahr 2023 wurden insgesamt ca. 30.000 Äschen im Tiroler Inn besetzt, davon ca. 5.100 im Bezirk Imst. 1.300 wurden in der Nähe von Sams in den Inn freigesetzt. Beim Tiroler Ur-Forellen-Projekt stehen wiederum die Vermehrung danubischer Bachforellenlinien und deren Besatz in geeigneten Gewässern im Vordergrund.

Darüber hinaus stellt TIWAG in Abstimmung mit dem Tiroler Fischereiverband finanzielle Mittel für Forschung und Entwicklung bereit. So wurde in den letzten Jahren



Die Homepage der Ökoenergie Tirol ist Anlaufstelle für interessierte KundInnen, die auf zertifizierten Ökostrom setzen wollen.

mit der Universität Graz eine Evaluierung der Äschen-Besatzmaßnahmen am Inn gestartet. Zudem wurde die Populationsstruktur des Seesaiblings in Tiroler Seen erhoben, um Management-Empfehlungen zu entwickeln. Gemeinsam mit der Universität für Bodenkultur Wien wurde darüber hinaus ein Projekt zum Management von Kieslaichplätzen initiiert. All diese Studien tragen dazu bei, dass nachhaltige Maßnahmen zur Verbesserung des Fischbestandes entwickelt und umgesetzt werden können.

Insbesondere sind natürlich auch Gewässeraufweitungen und -strukturierungen, wie sie im TIWAG-Projekt Inn-Revitalisierung Stams-Rietz realisiert wurden, für die Verbesserung des Fischbestandes wesentlich.



TIWAG-Ökologe Martin Schletterer, Klaus Feistmantl (TIWAG-Projekt-leiter Inn-Revitalisierung Stams-Rietz), TFV-Landesobmann Andreas Bachler, Zacharias Schähle (TFV-Geschäftsstellenleitung), Franz Gallop (Revierbewirtschafter) und Karlheinz Larcher (Bewirtschafter des benachbarten Reviers) beim Besatz von Äschen im Inn im März 2023.

Tirols erste große Energiegemeinschaft in Trins am Netz

In enger Zusammenarbeit mit der Gemeinde Trins und der Raiffeisenbank Wipptal/Stubaital Mitte hat TIWAG die erste große Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft (EEG) in Tirol geschaffen. Über die neue Genossenschaft können die Mitglieder lokal und günstig mit Sonnenstrom versorgt werden. Im Rahmen des Projekts wurden in der Startphase insgesamt vier Einspeiseanlagen und 20 Zählpunkte in der Energiegemeinschaft vernetzt. Die erzeugte Gesamtleistung betrug nach Inbetriebnahme rund 60 kWp und kann beliebig erweitert werden. Seitens der Gemeinde wurden schon in den Jahren zuvor die kommunalen Dächer mit Photovoltaik ausgerüstet sowie auch die privaten Haushalte über Förderungen ermutigt, in diesen Bereich zu investieren. Mittlerweile zählt Trins zu den Gemeinden mit der höchsten Solardichte Tirols.

Mit Inkrafttreten der Ökostrom-Novelle Ende 2021 kann dieses Potenzial auch lokal genutzt werden: Der auf Gemeindeanlagen, Betrieben und privaten Dächern produzierte Strom wird auf diese Weise vor Ort getauscht und verbraucht. Steuern, Abgaben und Netzgebühren sind deutlich reduziert und machen dieses Modell sehr attraktiv. TIWAG hat die Software für Betrieb und Abrechnung entwickelt, über eine hauseigene Plattform wird die Funktionalität und Transparenz dieser Anlagen sichergestellt. Eine Umsetzung ähnlicher Projekte in anderen Gemeinden ist vorgesehen.



Lokalausweis in der Sonnengemeinde Trins mit (v.l.) TIWAG-Vorstandsdirektor Thomas Gasser, Bürgermeister Mario Nocker und Wolfgang Gredler (Raiffeisenbank Wipptal – Stubaital Mitte).

TIWAG holt für PV-Ausbau Gemeinden und Landwirte ins Boot

Bereits seit 2020 können Privathaushalte über den TIWAG-Sonnenfonds ihre Photovoltaikanlage schlüsselfertig errichten und die Nachfrage nach diesem Angebot war auch im Berichtsjahr ungebrochen hoch. Auch gehörte die TIWAG-Gruppe in 2023 mit einer installierten Leistung von mehr als 5,0 Megawatt Peak zu den größten Sonnenstrom-Produzenten Tirols.

Über den erweiterten Sonnenfonds wurden nun auch die Gemeinden und die Landwirtschaft ins Boot geholt. In Stans wurde die erste rund 500 m² große Pilotanlage am Dach des Vereine- und Gemeindezentrums erfolgreich installiert. Eine weitere ist beim Altstoffsammelzentrum geplant. Die komplette Planung und Abwicklung erfolgte über TIWAG. Mit dem erzeugten Strom kann

die Gemeinde Stans den Eigenbedarf des Gebäudes decken und damit die Energiekosten senken. Die Errichtung weiterer Anlagen ist geplant.

Durch eine engere Zusammenarbeit mit der Tiroler Landwirtschaft soll eine weitere Lücke geschlossen werden. Mit speziellen und attraktiven Finanzierungsmodellen über den TIWAG-Sonnenfonds sollen noch mehr PV-Flächen gewonnen werden, beispielsweise auf den Bauernhäusern und Ställen, wodurch es quasi in jeder Tiroler Gemeinde noch großes Potenzial gibt. Mit einer eigenen Informations- und Beratungsoffensive sollen die potenziellen bäuerlichen Betriebe hier abgeholt werden. Über die TIWAG-Tochter TINEXT gibt es zudem spezielle Kauf- und Pachtmodelle für Gemeinden, Wohnbauträger und Gewerbebetriebe. Mit einer Beteiligung am Haller Anlagenbauer Photovoltaik Ortner (PVO) ist der Landesenergieversorger zuletzt auch ins operative Geschäft eingestiegen.



Schulterschluss für den Photovoltaikausbau im eigenen Land (v.l.): TIWAG-Vorstandsdirektor Thomas Gasser, Bürgermeister Michael Huber und LH-Stv. Josef Geisler.



JAHRESABSCHLUSS UND KONZERNABSCHLUSS

Bilanz zum 31. Dezember 2023	142
Gewinn- und Verlustrechnung 2023	144
Konzern-Bilanz zum 31. Dezember 2023	146
Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung 2023	148
Entwicklung des Konzerneigenkapitals zum 31.12.2023	150
Konzern-Geldflussrechnung	151
Anhang	153
Bestätigungsvermerk – Bericht zum Jahresabschluss	198
Bestätigungsvermerk – Bericht zum Konzernabschluss	200
Vorschlag für die Gewinnverwendung	203
Bericht des Aufsichtsrates	203
Stromkennzeichnung gemäß §§ 78 und 79 EIWOG 2010 sowie KenV 2022	204
Gaskennzeichnung gemäß § 130 GWG 2011 und G-KenV	206





TIWAG – Ihr verlässlicher Partner seit 1924.

BILANZ ZUM 31. DEZEMBER 2023

Aktiva	31.12.2023 €	31.12.2022 T€
A. Anlagevermögen		
I. Immaterielle Vermögensgegenstände		
1. Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Vorteile sowie daraus abgeleitete Lizenzen	502.300.823,21	476.565,4
2. Geschäfts(Firmen)wert	314.767,06	524,6
3. geleistete Anzahlungen	3.008.807,16	33.935,3
	505.624.397,43	511.025,3
II. Sachanlagen		
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten, einschließlich der Bauten auf fremdem Grund	521.387.658,50	525.071,9
2. maschinelle und elektrische Anlagen	314.132.081,61	290.211,4
3. Leitungsanlagen	287.421.658,79	278.244,6
4. andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	10.062.275,18	10.550,9
5. geleistete Anzahlungen und Anlagen in Bau	707.872.469,97	512.570,9
	1.840.876.144,05	1.616.649,7
III. Finanzanlagen		
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	219.178.930,47	198.279,3
2. Ausleihungen an verbundene Unternehmen	174.883.333,28	204.516,7
3. Beteiligungen	619.867.453,02	619.867,4
4. Wertpapiere (Wertrechte) des Anlagevermögens	33.391.878,53	45.441,9
5. sonstige Ausleihungen	44.457.836,94	49.050,4
	1.091.779.432,24	1.117.155,7
Anlagevermögen	3.438.279.973,72	3.244.830,7
B. Umlaufvermögen		
I. Vorräte		
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	11.219.582,77	7.731,2
2. fertige Erzeugnisse und Waren	38.481.618,69	62.741,4
3. noch nicht abrechenbare Leistungen	436.982,97	429,3
	50.138.184,43	70.901,9
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände		
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen <i>davon mit Restlaufzeit von mehr als einem Jahr</i>	177.075.573,90 5.801.663,34	152.954,3 5.928,7
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen <i>davon mit Restlaufzeit von mehr als einem Jahr</i>	192.812.416,55 71.556.380,29	165.382,5 79.507,1
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	13.060.045,48	10.891,3
4. sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände	185.138.175,65	85.884,1
	568.086.211,58	415.112,2
III. Kassenbestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten	51.627.845,55	184.043,1
Umlaufvermögen	669.852.241,56	670.057,2
C. Rechnungsabgrenzungsposten	4.515.189,37	5.451,2
SUMME Aktiva	4.112.647.404,65	3.920.339,1

Passiva	31.12.2023 €	31.12.2022 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)	1.506.712.937,00	1.366.212,9
	1.536.712.937,00	1.396.212,9
IV. Bilanzgewinn	50.582.702,76	30.636,7
<i>davon Gewinnvortrag</i>	636.728,50	1.336,8
Eigenkapital	1.887.795.639,76	1.727.349,6
B. Investitionszuschüsse	9.729.363,11	10.182,2
C. Baukostenbeiträge	185.156.707,61	181.634,4
D. Rückstellungen		
1. Rückstellungen für Abfertigungen	59.044.312,46	55.494,0
2. Rückstellungen für Pensionen	98.553.996,87	100.967,3
3. Steuerrückstellungen	14.738.254,09	9.697,5
4. sonstige Rückstellungen	482.115.849,09	378.328,5
	654.452.412,51	544.487,3
E. Verbindlichkeiten		
1. Anleihen	110.121.244,44	110.121,2
<i>davon mit Restlaufzeit von bis zu einem Jahr</i>	121.244,44	121,2
<i>davon mit Restlaufzeit von mehr als einem Jahr</i>	110.000.000,00	110.000,0
2. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	859.407.626,26	1.020.418,0
<i>davon mit Restlaufzeit von bis zu einem Jahr</i>	150.918.032,32	395.027,6
<i>davon mit Restlaufzeit von mehr als einem Jahr</i>	708.489.593,94	625.390,4
3. erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen	71.952,35	43,4
<i>davon mit Restlaufzeit von bis zu einem Jahr</i>	71.952,35	43,4
4. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	138.922.902,65	91.660,8
<i>davon mit Restlaufzeit von bis zu einem Jahr</i>	137.763.882,65	90.184,5
<i>davon mit Restlaufzeit von mehr als einem Jahr</i>	1.159.020,00	1.476,3
5. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	92.947.442,64	83.902,0
<i>davon mit Restlaufzeit von bis zu einem Jahr</i>	92.947.442,64	83.902,0
6. Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	1.018.506,92	1.872,1
<i>davon mit Restlaufzeit von bis zu einem Jahr</i>	1.018.506,92	1.872,1
7. sonstige Verbindlichkeiten	133.172.879,50	105.570,9
<i>davon mit Restlaufzeit von bis zu einem Jahr</i>	114.306.922,27	88.165,5
<i>davon mit Restlaufzeit von mehr als einem Jahr</i>	18.865.957,23	17.405,4
<i>davon aus Steuern</i>	35.225.148,95	29.620,5
<i>davon im Rahmen der sozialen Sicherheit</i>	2.812.165,86	2.532,0
	1.335.662.554,76	1.413.588,4
F. Rechnungsabgrenzungsposten	39.850.726,90	43.097,2
SUMME Passiva	4.112.647.404,65	3.920.339,1

GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG 2023

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 von 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
<i>davon Aufwendungen für Altersversorgung</i>
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
<i>davon außerplanmäßige Abschreibungen auf das Anlagevermögen</i>
b) auf Gegenstände des Umlaufvermögens
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
<i>davon aus verbundenen Unternehmen</i>
11. Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens
<i>davon aus verbundenen Unternehmen</i>
12. sonstige Zinsen und ähnliche Erträge
<i>davon aus verbundenen Unternehmen</i>
<i>davon Zinskomponente Sozialkapital</i>
13. Erträge aus dem Abgang von und der Zuschreibung zu Finanzanlagen und Wertpapieren des Umlaufvermögens
14. Aufwendungen aus Finanzanlagen und aus Wertpapieren des Umlaufvermögens
<i>davon aus Abschreibungen</i>
<i>davon Aufwendungen aus verbundenen Unternehmen</i>
15. Zinsen und ähnliche Aufwendungen
<i>davon Zinskomponente Sozialkapital</i>
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

	2023 €	2022 T€
	2.290.279.428,99	2.456.130,2
	7.675,94	84,0
	32.475.177,20	26.534,5
	4.816.468,28	5.965,6
	11.060.611,30	7.037,5
	20.797.081,29	12.276,1
	36.674.160,87	25.279,2
	-1.723.510.726,04	-2.004.758,8
	-15.032.952,78	-1.264,0
	-1.738.543.678,82	-2.006.022,8
	-9.782.787,69	-8.115,1
	-105.707.128,25	-93.522,5
	-115.489.915,94	-101.637,6
	-127.142.283,82	-98.202,2
	-93.975.605,76	-64.310,1
	-4.970.658,23	-7.925,7
	-26.543.095,30	-24.585,7
	-242.632.199,76	-199.839,8
	-94.889.191,00	-82.714,4
	-2.848.955,17	-104,2
	-15.183.637,29	-16.364,6
	-110.072.828,29	-99.079,0
	-593.447,56	-585,8
	-143.556.814,99	-78.094,5
	-144.150.262,55	-78.680,3
	124.037.473,58	124.406,0
	120.942.341,62	47.440,0
	2.127.485,49	776,4
	7.903.000,71	3.586,2
	5.716.525,57	2.548,8
	11.627.656,40	47.917,6
	187.267,02	48,5
	5.841.010,62	45.029,9
	3.745.600,00	6.319,2
	-669.684,69	-4.747,9
	0,00	-4.729,9
	-669.684,69	-18,0
	-73.202.993,83	-20.771,7
	-47.770.570,38	-3.212,1
	70.345.920,21	79.743,4
	194.383.393,79	204.149,4
	-3.937.419,53	-22.849,5
	190.445.974,26	181.299,9
	-140.500.000,00	-152.000,0
	636.728,50	1.336,8
	50.582.702,76	30.636,7

KONZERN-BILANZ ZUM 31. DEZEMBER 2023

Konzern-Aktiva	31.12.2023 €	31.12.2022 T€
A. Anlagevermögen		
I. Immaterielle Vermögensgegenstände		
1. Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Vorteile sowie daraus abgeleitete Lizenzen	8.471.537,58	9.163,2
2. Geschäfts(Firmen)wert	314.767,06	524,6
3. geleistete Anzahlungen	271.038,10	267,6
	9.057.342,74	9.955,4
II. Sachanlagen		
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten, einschließlich der Bauten auf fremdem Grund	1.090.513.056,43	1.064.062,4
2. maschinelle und elektrische Anlagen	415.677.657,08	376.289,8
3. Leitungsanlagen	746.850.737,71	749.020,0
4. andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	12.875.140,39	12.050,7
5. geleistete Anzahlungen und Anlagen in Bau	717.014.481,15	558.426,5
	2.982.931.072,76	2.759.849,4
III. Finanzanlagen		
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	1.968.316,40	1.425,1
2. Beteiligungen an assoziierten Unternehmen	142.517.214,86	138.486,6
3. Beteiligungen	413.433.894,36	413.288,7
4. Wertpapiere (Wertrechte) des Anlagevermögens	34.074.164,80	46.124,2
5. sonstige Ausleihungen	44.457.836,94	49.050,4
	636.451.427,36	648.375,0
Konzern-Anlagevermögen	3.628.439.842,86	3.418.179,8
B. Umlaufvermögen		
I. Vorräte		
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	11.219.582,77	7.731,2
2. fertige Erzeugnisse und Waren	21.165.128,48	49.843,2
3. noch nicht abrechenbare Leistungen	444.859,30	489,4
	32.829.570,55	58.063,8
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände		
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen <i>davon mit Restlaufzeit von mehr als einem Jahr</i>	245.659.999,83 5.801.663,34	259.687,2 5.921,2
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	178.372,95	189,6
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	13.938.445,61	16.035,0
4. sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände <i>davon mit Restlaufzeit von mehr als einem Jahr</i>	282.130.570,20 71.556.380,44	204.936,3 87.457,8
	541.907.388,59	480.848,1
III. Kassenbestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten	54.039.706,36	185.093,4
Konzern-Umlaufvermögen	628.776.665,50	724.005,3
C. Rechnungsabgrenzungsposten	4.980.965,78	6.064,3
D. Aktive latente Steuern	0,00	0,0
SUMME Konzern-Aktiva	4.262.197.474,14	4.148.249,4

Konzern-Passiva	31.12.2023 €	31.12.2022 T€
A. Eigenkapital		
I. Grundkapital	300.000.000,00	300.000,0
II. Kapitalrücklagen	500.000,00	500,0
III. Gewinnrücklagen	1.401.403.579,40	1.233.170,8
IV. Konzern-Jahresüberschuss	166.227.095,61	172.804,7
V. Anteile anderer Gesellschafter	41.997,38	45.496,1
Konzern-Eigenkapital	1.868.172.672,39	1.751.971,6
B. Investitionszuschüsse aus öffentlichen Mitteln	27.463.813,72	28.166,2
C. Baukostenbeiträge und -zuschüsse	304.058.919,85	302.851,2
D. Rückstellungen		
1. Rückstellungen für Abfertigungen	60.551.182,98	56.759,3
2. Rückstellungen für Pensionen	100.205.114,72	102.526,6
3. Steuerrückstellungen	51.464.082,38	21.400,5
4. sonstige Rückstellungen	511.974.637,34	412.901,6
	724.195.017,42	593.588,0
E. Verbindlichkeiten		
1. Anleihen	110.121.244,44	110.121,2
<i>davon mit Restlaufzeit von bis zu einem Jahr</i>	121.244,44	121,2
<i>davon mit Restlaufzeit von mehr als einem Jahr</i>	110.000.000,00	110.000,0
2. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	859.407.626,26	1.020.418,0
<i>davon mit Restlaufzeit von bis zu einem Jahr</i>	150.918.032,32	395.027,6
<i>davon mit Restlaufzeit von mehr als einem Jahr</i>	708.489.593,94	625.390,4
3. erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen	4.048.560,32	4.617,6
<i>davon mit Restlaufzeit von bis zu einem Jahr</i>	4.048.560,32	4.617,6
4. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	170.443.560,77	148.502,2
<i>davon mit Restlaufzeit von bis zu einem Jahr</i>	169.284.540,77	147.025,9
<i>davon mit Restlaufzeit von mehr als einem Jahr</i>	1.159.020,00	1.476,3
5. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	948.316,38	835,3
<i>davon mit Restlaufzeit von bis zu einem Jahr</i>	948.316,38	835,3
6. Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	2.261.915,35	21.075,7
<i>davon mit Restlaufzeit von bis zu einem Jahr</i>	2.261.915,35	21.075,7
7. sonstige Verbindlichkeiten	151.049.045,10	122.244,6
<i>davon mit Restlaufzeit von bis zu einem Jahr</i>	132.183.087,87	104.839,2
<i>davon mit Restlaufzeit von mehr als einem Jahr</i>	18.865.957,23	17.405,4
<i>davon aus Steuern</i>	35.739.804,94	30.889,1
<i>davon im Rahmen der sozialen Sicherheit</i>	3.184.096,16	2.798,2
	1.298.280.268,62	1.427.814,6
F. Rechnungsabgrenzungsposten	40.026.782,14	43.857,8
SUMME Konzern-Passiva	4.262.197.474,14	4.148.249,4

KONZERN-GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG 2023

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
<i>davon Aufwendungen für Altersversorgung</i>
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
<i>davon außerplanmäßige Abschreibungen auf das Anlagevermögen</i>
b) auf Gegenstände des Umlaufvermögens
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
<i>davon aus verbundenen Unternehmen</i>
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
<i>davon aus Abschreibungen</i>
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

	2023 €	2022 T€
	2.497.410.236,06	3.003.669,0
	-320.412,54	476,0
	34.368.512,93	28.303,0
	4.832.065,90	7.379,7
	14.443.137,18	10.187,2
	22.401.468,92	5.995,8
	41.676.672,00	23.562,7
	-1.914.203.294,87	-2.493.403,5
	-12.555.838,53	-10.528,7
	-112.941.822,70	-99.867,1
	-125.497.661,23	-110.395,8
	-130.196.353,81	-101.698,8
	-94.197.317,91	-65.076,0
	-5.242.652,58	-8.277,4
	-28.964.361,57	-26.831,8
	-255.694.015,04	-212.094,6
	-125.114.920,90	-109.749,7
	-2.848.955,17	-843,0
	-18.914.271,42	-33.440,7
	-144.029.192,32	-143.190,4
	-815.470,53	-1.260,2
	-130.550.023,92	-78.305,0
	-131.365.494,45	-79.565,2
	127.843.011,77	127.757,0
	110.574.951,87	35.914,6
	152.957,44	161,8
	2.186.475,14	1.037,3
	11.488.957,86	49.679,7
	3.745.600,00	6.306,0
	0,00	-4.729,9
	0,00	-4.729,9
	12.846.023,93	18.281,9
	-73.284.721,91	-22.112,7
	67.557.286,89	84.376,9
	195.400.298,66	212.133,9
	-29.198.567,32	-37.673,2
	166.201.731,34	174.460,7
	25.364,27	-1.656,0
	166.227.095,61	172.804,7

ENTWICKLUNG DES KONZERNEIGENKAPITALS ZUM 31.12.2023

	Grund- kapital T€	Kapital- rücklagen T€	Gewinn- rücklagen T€	Konzernjahres- überschuss T€	Anteile anderer Gesellschafter T€	Summen T€
Stand am 31. Dezember 2021	300.000,0	500,0	1.116.569,4	146.361,7	44.909,4	1.608.340,5
Konzernanteil am Jahresüberschuss	0,0	0,0	0,0	172.804,7	1.656,0	174.460,7
Ausschüttung	0,0	0,0	-30.000,0	0,0	-183,7	-30.183,7
Zuweisung zu Gewinnrücklagen	0,0	0,0	146.361,7	-146.361,7	0,0	0,0
Sonstiges	0,0	0,0	239,7	0,0	-885,6	-645,8
Stand am 31. Dezember 2022	300.000,0	500,0	1.233.170,8	172.804,7	45.496,1	1.751.971,7
Konzernanteil am Jahresüberschuss	0,0	0,0	0,0	166.227,1	-25,4	166.201,7
Ausschüttung	0,0	0,0	-30.000,0	0,0	0,0	-30.000,0
Zuweisung zu Gewinnrücklagen	0,0	0,0	172.804,7	-172.804,7	0,0	0,0
Aufstockung von Anteilen an einem Tochterunternehmen als Kapitalvorgang	0,0	0,0	25.428,8	0,0	-45.428,8	-20.000,0
Sonstiges	0,0	0,0	-0,8	0,0	0,0	-0,7
Stand am 31. Dezember 2023	300.000,0	500,0	1.401.403,6	166.227,1	42,0	1.868.172,7

KONZERN-GELDFLUSSRECHNUNG

	2023 T€	2022 T€
Netto-Geldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit		
Ergebnis vor Steuern	195.400,3	212.133,9
+/- Abschreibungen / Zuschreibungen auf Vermögensgegenstände des Bereichs Investitionstätigkeit	121.774,1	106.778,8
-/+ Gewinne / Verluste aus dem Abgang von Vermögensgegenständen des Bereichs Investitionstätigkeit	-2.197,0	-3.162,4
-/+ Auflösung von Baukostenbeiträgen, Baukostenzuschüssen und Investitionszuschüssen	1.252,5	7.364,1
-/+ Beteiligungserträge, Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens sowie sonstige Zinsen und ähnliche Erträge / Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-93.400,6	-21.587,0
+/- Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen / Erträge	12.037,0	23.714,0
Netto-Geldfluss aus dem betrieblichen Ergebnis	234.866,3	325.241,4
-/+ Zunahme / Abnahme der Vorräte, der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie anderer Aktiva	-20.111,5	-139.785,5
+/- Zunahme / Abnahme von Rückstellungen	100.540,0	5.736,8
+/- Zunahme / Abnahme der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie anderer Passiva	30.695,0	14.358,4
Netto-Geldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit vor Steuern	345.989,8	205.551,2
-/+ Zahlungen / Gutschriften für Ertragsteuern	-32.651,2	-22.735,4
Netto-Geldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit	313.338,6	182.815,8
Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit		
+ Einzahlungen aus Anlagenabgang (ohne Finanzanlagen)	5.968,8	8.875,0
+ Einzahlungen aus Finanzanlagenabgang und sonstigen Finanzinvestitionen	20.810,8	2.013,2
- Auszahlungen für Anlagenzugang (ohne Finanzanlagen)	-351.449,9	-331.309,9
- Auszahlungen für Finanzanlagenzugang und sonstige Finanzinvestitionen	-1.467,4	-4.561,2
+ Einzahlungen aus Beteiligungs-, Zins- und Wertpapiererträgen	116.992,6	38.233,4
Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit	-209.145,2	-286.749,6
Netto-Geldfluss aus der Finanzierungstätigkeit		
- ausbezahlte Ausschüttungen	-30.000,0	-30.183,7
+ Einzahlungen aus der Begebung von Anleihen und der Aufnahme von Finanzkrediten	150.300,2	367.329,6
- Auszahlungen für die Tilgung von Anleihen und Finanzkrediten	-311.322,7	-93.166,4
+/- Sonstige finanzierungsrelevante Einzahlungen / Auszahlungen	-634,1	3.549,5
- Auszahlungen für Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-23.592,0	-16.646,4
- Aufstockung von Anteilen an einem Tochterunternehmen als Kapitalvorgang	-20.000,0	0,0
Netto-Geldfluss aus der Finanzierungstätigkeit	-235.248,6	230.882,6
+/- Änderung Konsolidierungskreis	1,5	-122,6
Zahlungswirksame Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	-131.053,7	126.826,3
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente am Beginn der Periode	185.093,4	58.267,2
SUMME Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente am Ende der Periode	54.039,7	185.093,4



ANHANG

Allgemeine Angaben	155
Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden	155
Konsolidierungskreis	161
Konsolidierungsgrundsätze	162
Erläuterungen zur Bilanz (Einzelabschluss)	163
Angaben zu den Beteiligungen gemäß § 238 (1) Z 4 UGB (Beteiligungsspiegel)	164
Entwicklung des Anlagevermögens (Anlagenspiegel)	166
Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung (Einzelabschluss)	177
Erläuterungen zur Konzern-Bilanz	180
Erläuterungen zur Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung	184
Entwicklung des Konzern-Anlagevermögens (Konzern-Anlagenspiegel)	186
Sonstige Angaben	190
Jahresabschluss gem. § 8 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG)	194



Investitionen in den bedarfsgerechten Ausbau der Infrastruktur und eine umweltverträgliche Nutzung der heimischen Wasserkraft leisten einen fundamentalen Beitrag zur Versorgungssicherheit und zur hohen Lebensqualität in Tirol.

I. ALLGEMEINE ANGABEN

Der Jahresabschluss und der Konzernjahresabschluss für das Geschäftsjahr vom 01. Jänner 2023 bis zum 31. Dezember 2023 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) 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. Vereinbarungen 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) 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“. Beträgsmäßig 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 € 2.848.955,17 (Vorjahr: T€ 104,2) und im Konzernabschluss € 2.848.955,17 (Vorjahr: T€ 104,2) außerplanmäßig abgeschrieben. Falls die Gründe einer außerplanmäßigen Abschreibung nicht mehr bestehen, wird der Betrag dieser Abschreibung im Umfang der Wert-erhöhung 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 € 899.600,00 (Vorjahr: T€ 6.306,0) und im Konzernabschluss € 899.600,00 (Vorjahr: T€ 6.306,0) 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 € 2.441.200,00 zugeschrieben und im Vorjahr € 4.715.000,00 außerplanmäßig abgeschrieben.

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 unter Beachtung der gesetzlichen Übergangsbestimmungen laut Budgetbegleitgesetz 2011 und „BVG-Altersgrenzen“ (BGBl 832/1992). Bei der Bewertung der Abfertigungsverpflichtungen werden Valorisierungen von 3,0 % bis 9,0 % (Vorjahr: 3,0 % bis 7,0 %) und ein Rechnungszins auf Grundlage der Renditen von erstrangigen, festverzinslichen Unternehmensanleihen zum Bilanzstichtag von 3,06 % p. a. (Vorjahr: 3,64 %) 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 6,63 Jahren (Vorjahr: 6,84 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 2,5 % bis 9,5 % (Vorjahr: 2,5 % bis 7,5 %) 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 3,0 % (Vorjahr: 3,64 % p. a.) abgezinst. Die durchschnittlichen Restlaufzeiten (Durationen) wurden mit 6,46 Jahren (Vorjahr: 6,44 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 2,5 % bis 9,5 % (Vorjahr: 2,5 % bzw. 3,5 %), 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 3,20 % p. a. (Vorjahr: 3,73 %) herangezogen und als erwarteter Pensionskassenertrag wird ein Zinssatz von 2,00 % (Vorjahr: 1,25 %) angesetzt. Bei den ausgelagerten Pensionsverpflichtungen wurden die durchschnittlichen Restlaufzeiten (Durationen) mit 14 Jahren (Vorjahr: 13,87 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 basieren auf den Übergangsbestimmungen laut Budgetbegleitgesetz 2011 und den „BVG-Altersgrenzen“ (BGBl 832/1992). Bei der Bewertung der Jubiläumsgeldverpflichtungen wurden Valorierungen von 3,0 % bis 9,0 % (Vorjahr: 3,0 % bis 7,0 %) und ein Rechnungszins auf Grundlage der Renditen von erstrangigen, festverzinslichen Unternehmensanleihen

zum Bilanzstichtag mit 3,09 % (Vorjahr: 3,70 %) verwendet. Die durchschnittliche Restlaufzeit des Bestandes (Duration) wurde mit 8,44 Jahren (Vorjahr: 8,12 Jahren) angenommen.

Die Veränderungen der Jubiläumsgeldrückstellungen wurden im Personalaufwand unter den Lohn- und Gehaltsaufwendungen und im Finanzergebnis erfasst.

Die Rückstellungen aus Deputatszahlungen 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 3,17 % (Vorjahr: 3,73 %) herangezogen. Eine Fluktuation wird nicht angesetzt. Die durchschnittliche Restlaufzeit des Bestandes (Duration) wurde mit 13,13 Jahren (Vorjahr: 12,72 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 (vormals TIGAS-Erdgas 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 € 14.738.254,09 (Vorjahr: T€ 9.697,5) und im Konzernabschluss in Höhe von € 51.305.264,28 (Vorjahr: T€ 21.400,4). Aufgrund der vertraglichen Ausgestaltung der Steuerumlagevereinbarung wurde die degressive Abschreibung (§ 7 (1a) EStG) für das Gemeinschaftskraftwerk Inn im Berichtsjahr in Höhe von € 25.803.290,20 (Vorjahr: T€ 14.568,5) ergebniswirksam als Veränderung der latenten Steuern im Konzernabschluss berücksichtigt. Im Einzelabschluss wurde für die Gemeinschaftskraftwerk Inn

GmbH keine Rückstellung für künftige Steuerbelastungen gem. § 198 (8) Z 1 UGB in Höhe von € 25,6 Mio gebildet, da im Planungszeitraum beim Gruppenmitglied von keinem steuerlichen Gewinn ausgegangen wird.

Das am 30.12.2023 veröffentlichte Mindestbesteuerungsgesetz (Min-BestRefG, BGBl I Nr. 187/2023), welches ab dem Geschäftsjahr 2024 anzuwenden ist, beinhaltet das Bundesgesetz zur Gewährleistung einer globalen Mindestbesteuerung für Unternehmensgruppen. Die TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG als Konzernmutter des TIWAG-Konzerns fällt in den Anwendungsbereich des Gesetzes. Derzeit werden die Anforderungen aus diesen Bestimmungen evaluiert und allfällige Auswirkungen im Detail analysiert. Gemäß § 198 (10) Satz 3 Z 4 UGB werden im Geschäftsjahr 2023 keine latenten Steuern, die aus der Anwendung des Min-BestRefG oder eines vergleichbaren ausländischen Gesetzes entstehen, angesetzt.

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. Bilanzuell 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 betragen 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 einheitliches Bewertungsobjekt imparitatisch bewertet wird. Das Portfolio ist ein klar abgegrenzter Verantwortungs-

bereich, 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 2023 bis zum 31. Dezember 2023 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 31.12.2023 sind einschließlich der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG als Mutterunternehmen sieben inländische Tochterunternehmen als vollkonsolidierte Unternehmen in den Konzernabschluss einbezogen worden. Im Berichtsjahr sind für ein Tochterunternehmen (TIWAG Beteiligungs GmbH) die Voraussetzungen für das Einbeziehungswahlrecht des § 249 (2) UGB entfallen. Aufgrund ihrer untergeordneten Bedeutung sind zum 31.12.2023 zwei Tochterunternehmen (Vorjahr: 3), deren 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 (kurz TIGAS)
- Achenseeschiffahrt-GmbH
- Gemeinschaftskraftwerk Inn GmbH
- Ökoenergie Tirol GmbH
- TIWAG-Next Energy Solutions GmbH
- TIWAG Beteiligungs GmbH

Eine Einbeziehung nach der Equity-Methode ist für fünf assoziierte Unternehmen (Vorjahr: 5) gegeben. Die TIWAG-Beteiligungen an der Innsbrucker Kommunal-

betriebe Aktiengesellschaft (IKB AG) und an der Öztaler Wasserkraft GmbH sowie die TIGAS-Beteiligung an der Südtirolgas AG 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	0,04	0,21
Umlaufvermögen	0,16	0,13
Eigenkapital	0,10	0,19
Schulden	0,04	0,20
Umsatzerlöse	0,11	0,21
Jahresergebnis	0,09	0,54

IV. KONSOLIDIERUNGSGRUNDSÄTZE

Der Konzernabschluss und die Jahresabschlüsse der in den Konzernabschluss einbezogenen Unternehmen sind auf den 31.12.2023 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 einbezogen 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. Auf- und Abstockungen von Anteilen an Tochterunternehmen werden als Kapitalvorgang abgebildet. Im Berichtsjahr wurden Anteile an einem Tochterunternehmen aufgestockt. Konkret wurde zum Zeitpunkt des Erwerbs der weiteren Anteile deren Anschaffungskosten mit dem hierauf entfallenden Anteil anderer Gesellschafter am Eigenkapital zum Zeitpunkt des Erwerbs der Anteile verrechnet. Der Unterschiedsbetrag wurde erfolgsneutral im Konzerneigenkapital unter den Gewinnrücklagen verrechnet.

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 € 505.624.397,43 (Vorjahr: T€ 511.025,3) sind im Wesentlichen Strombezugsrechte im Wert von € 494.907.241,46 (Vorjahr: T€ 468.566,9), EDV-Programme, Firmen(Geschäfts)werte und ähnliche Rechte ausgewiesen. Davon entfallen auf Geschäfts(Firmen)werte € 314.767,06 (Vorjahr: T€ 524,6). Die Abschreibungen im Berichtsjahr betragen € 14.578.645,71 (Vorjahr: T€ 7.632,9), davon entfallen € 0,00 (Vorjahr: T€ 0,0) auf außerplanmäßige Abschreibungen.

Sachanlagen

Von den Zugängen beim Sachanlagevermögen entfallen € 197.509.129,89 (Vorjahr: T€ 171.736,0) auf die Erzeugung, € 96.227.036,45 (Vorjahr: T€ 78.181,5) auf Umspannung und Verteilung, € 9.166.320,53 (Vorjahr: T€ 12.176,1) auf intelligente Zähl- und Messeinrichtungen und € 5.724.728,90 (Vorjahr: T€ 5.363,5) auf Verwaltung und Sonstiges. Der Verlust aus den Abgängen von Sachanlagen beträgt € 1.079.561,65 (Vorjahr: T€ 924,5); davon stammen € 874.019,00 (Vorjahr: T€ 485,7) aus Verkäufen. Der Gewinn aus Anlagenverkäufen beträgt € 2.984.346,47 (Vorjahr: T€ 4.123,4). In der Position „Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten einschließlich der Bauten auf fremdem Grund“ ist ein Grundwert in Höhe von € 53.564.555,04 (Vorjahr: T€ 54.421,3) 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 Anlagenspiegel angeführt.

Finanzanlagen

Der Buchwert der Finanzanlagen verminderte sich gegenüber dem Vorjahr um insgesamt € 25.376.299,57 auf € 1.091.779.432,24 (Vorjahr: T€ 1.117.155,7). 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 angeführt.

Ausleihungen werden mit insgesamt € 385.793,06 (Vorjahr: T€ 408,4) innerhalb eines Jahres fällig. Wertpapiere des Anlagevermögens mit einem Buchwert von € 33.235.000,00 (Vorjahr: T€ 45.285,0) dienen der Deckung der Pensionsrückstellung.

ANGABEN ZU DEN BETEILIGUNGEN GEMÄSS § 238 (1) Z 4 UGB (BETEILIGUNGSSPIEGEL)

Gesellschaft	Firmenbuch- nummer	Nennkapital zum 31.12.2023
Anteile an verbundenen Unternehmen		
1. TIGAS-Wärme Tirol GmbH, Innsbruck ^{3) 8)}	FN 33547 i	€ 65.915.000,00
2. Achenseeschiffahrt-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
9. Tiroler Übertragungsnetz GmbH, Innsbruck ⁹⁾	FN 584451 m	€ 35.000,00
Beteiligungen		
1. Energie AG Oberösterreich, Linz	FN 76532 y	€ 88.653.782,00
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. Bayerngas 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. Öztaler Wasserkraft GmbH, Umhausen ¹⁰⁾	FN 353576 s	€ 100.000,00
15. PVO GmbH, Hall in Tirol ¹¹⁾	FN 554998 z	€ 5.000,00

¹⁾ Eigenkapitalbegriff entsprechend § 224 Abs. 3 lit. A UGB

²⁾ Jahresüberschuss (+) / Jahresfehlbetrag (-)

³⁾ Vollkonsolidierung gemäß §§ 254 – 261 UGB

⁴⁾ Mit der Gesellschaft besteht ein Ergebnisabführungsvertrag.

⁵⁾ assoziiertes Unternehmen

⁶⁾ 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.

¹¹⁾ Beteiligung wird von der TIWAG-Next Energy Solutions GmbH gehalten.

Anteil am Nennkapital in %	Anteil am Nennkapital	letzter Jahresabschluss	Eigenkapital des letzten Geschäftsjahres ¹⁾	Ergebnis des letzten Geschäftsjahres ²⁾
100,000	€ 65.915.000,00	2023	€ 345.462.140,25	€ 657.433,99
100,000	€ 37.000,00	2023	€ 746.734,77	€ -289.418,19
100,000	€ 38.000,00	2023	€ 516.225,20	€ 497.385,38
100,000	€ 500.000,00	2023	€ 5.991.514,00	€ 1.477.142,67
100,000	€ 100.000,00	2023	€ 7.614.995,46	€ -2.081,44
100,000	€ 500.000,00	2023	€ 1.704.731,85	€ 152.957,44
100,000	€ 4.545.000,00	2023	€ 12.222.479,16	€ -380.266,50
86,000	€ 172.000,00	2023	€ 299.981,30	€ 9.605,00
100,000	€ 35.000,00	2023	€ 34.630,26	€ 322,55
8,284	€ 7.343.855,70	2022/2023	€ 793.543.227,31	€ 58.144.466,02
50,000	€ 1.175.000,00	2022	€ 5.850.135,69	€ 1.614.500,29
8,218	€ 28.549.755,00	2022	T€ 3.817.408,20	T€ 563.341,80
49,999	€ 4.999.900,00	2022	€ 393.018.168,09	€ 24.645.183,52
0,221	€ 308.460,00	2022	T€ 2.962.937,70	T€ 1.335.891,70
49,000	€ 8.036.000,00	2022	€ 62.162.019,00	€ 1.684.191,00
10,000	€ 9.069.550,00	2022	€ 122.491.216,54	€ 31.597.575,96
2,000	€ 10.000,00	2022	€ 2.082.526,15	€ 1.077.631,90
48,780	€ 20.000,00	2022	€ 673.459,18	€ 282.539,88
5,000	€ 110.000,00	2022	€ 3.435.354,50	€ 366.354,50
2,500	€ 9.999,40	2022	€ 3.042.968,21	€ 2.242.968,21
12,600	€ 12.600,00	2022	€ 6.050.067,54	€ 1.004.182,65
6,667	€ 3.000,00	2022	€ 420.002,08	€ 83.234,18
25,000	€ 25.000,00	2022	€ 6.136.743,44	€ 6.045.000,62
19,000	€ 950,00	2022	€ 78.826,41	€ 79.271,47

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 31.12.2023 €
	Stand zum 01.01.2023 €	Zugänge €	Abgänge €	Umbuchungen €	
	474.380.762,02	7.879.227,05	0,00	30.753.310,47	513.013.299,54
	20.234.707,45	159.292,04	0,00	176.595,27	20.570.594,76
	25.963.837,65	1.045.127,53	-1.099.300,93	90.709,89	26.000.374,14
	52.561.826,54	0,00	0,00	0,00	52.561.826,54
	41.037.425,14	0,00	3.415,57	-30.929.905,74	10.110.934,97
	614.178.558,80	9.083.646,62	-1.095.885,36	90.709,89	622.257.029,95
	1.405.722.763,14	3.181.996,93	-983.911,52	14.388.839,38	1.422.309.687,93
	1.156.224.412,73	30.240.566,50	-6.707.058,38	26.263.501,88	1.206.021.422,73
	986.530.531,73	22.458.362,93	-373.702,48	10.583.029,80	1.019.198.221,98
	56.980.556,60	5.500.249,34	-7.133.738,14	206.915,81	55.553.983,61
	523.537.815,21	247.246.040,07	-176.377,73	-51.532.996,76	719.074.480,79
	4.128.996.079,41	308.627.215,77	-15.374.788,25	-90.709,89	4.422.157.797,04
	262.809.570,18	20.000.000,00	0,00	0,00	282.809.570,18
	204.516.666,62	0,00	-29.633.333,34	0,00	174.883.333,28
	635.867.453,02	0,00	0,00	0,00	635.867.453,02
	50.290.526,29	0,00	-14.491.200,00	0,00	35.799.326,29
	49.050.403,17	1.322.192,02	-5.914.758,25	0,00	44.457.836,94
	1.202.534.619,28	21.322.192,02	-50.039.291,59	0,00	1.173.817.519,71
	5.945.709.257,49	339.033.054,41	-66.509.965,20	0,00	6.218.232.346,70

ENTWICKLUNG DES ANLAGEVERMÖGENS (ANLAGENSPIEGEL)

Bilanzposten	Kumulierte Abschreibungen		
	Stand zum 01.01.2023 €	Zuschreibungen €	Zugänge €
I. Immaterielle Vermögensgegenstände			
1. Strombezugsrechte	5.669.226,50	0,00	12.468.798,43
2. sonstige Rechte	16.765.896,38	0,00	448.420,57
3. EDV-Programme	21.578.822,28	0,00	1.451.582,00
4. Firmenwerte	52.037.214,77	0,00	209.844,71
5. geleistete Anzahlungen	7.102.127,81	0,00	0,00
SUMME I. Immaterielle Vermögensgegenstände	103.153.287,74	0,00	14.578.645,71
II. Sachanlagen			
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten, einschließlich Bauten auf fremdem Grund	880.650.860,27	0,00	20.371.499,08
2. maschinelle und elektrische Anlagen	866.013.046,09	0,00	31.804.770,09
3. Leitungsanlagen	708.285.934,75	0,00	23.864.701,11
4. andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	46.429.647,18	0,00	4.034.527,91
5. geleistete Anzahlungen und Anlagen in Bau	10.966.963,72	0,00	235.047,10
SUMME II. Sachanlagen	2.512.346.452,01	0,00	80.310.545,29
III. Finanzanlagen			
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	64.530.239,71	-899.600,00	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	4.848.647,76	-2.441.200,00	0,00
5. sonstige Ausleihungen	0,00	0,00	0,00
SUMME III. Finanzanlagen	85.378.887,47	-3.340.800,00	0,00
SUMME Anlagevermögen	2.700.878.627,22	-3.340.800,00	94.889.191,00

Abgänge €	Umbuchungen €	Stand zum 31.12.2023 €	Buchwerte	
			Buchwert zum 01.01.2023 €	Buchwert zum 31.12.2023 €
0,00	-31.966,85	18.106.058,08	468.711.535,52	494.907.241,46
0,00	31.966,85	17.246.283,80	3.468.811,07	3.324.310,96
-1.099.300,93	0,00	21.931.103,35	4.385.015,37	4.069.270,79
0,00	0,00	52.247.059,48	524.611,77	314.767,06
0,00	0,00	7.102.127,81	33.935.297,33	3.008.807,16
-1.099.300,93	0,00	116.632.632,52	511.025.271,06	505.624.397,43
-100.329,92	0,00	900.922.029,43	525.071.902,87	521.387.658,50
-5.928.320,31	-154,75	891.889.341,12	290.211.366,64	314.132.081,61
-373.702,48	-370,19	731.776.563,19	278.244.596,98	287.421.658,79
-4.972.991,60	524,94	45.491.708,43	10.550.909,42	10.062.275,18
0,00	0,00	11.202.010,82	512.570.851,49	707.872.469,97
-11.375.344,31	0,00	2.581.281.652,99	1.616.649.627,40	1.840.876.144,05
0,00	0,00	63.630.639,71	198.279.330,47	219.178.930,47
0,00	0,00	0,00	204.516.666,62	174.883.333,28
0,00	0,00	16.000.000,00	619.867.453,02	619.867.453,02
0,00	0,00	2.407.447,76	45.441.878,53	33.391.878,53
0,00	0,00	0,00	49.050.403,17	44.457.836,94
0,00	0,00	82.038.087,47	1.117.155.731,81	1.091.779.432,24
-12.474.645,24	0,00	2.779.952.372,98	3.244.830.630,27	3.438.279.973,72



Vorräte

	31.12.2023 €	31.12.2022 T€
Lagermaterial	11.219.582,77	7.731,2
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	11.219.582,77	7.731,2
Installationsmaterial	124.533,71	70,4
Störmaterial	19.685,92	25,0
sonstige Waren	1.693,66	1,7
Gasvorrat	38.335.705,40	62.644,3
2. fertige Erzeugnisse und Waren	38.481.618,69	62.741,4
3. noch nicht abrechenbare Leistungen	436.982,97	429,3
SUMME Vorräte	50.138.184,43	70.901,9

Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

	31.12.2023 €	davon mit Restlaufzeit von mehr als einem Jahr €	31.12.2022 T€
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	177.075.573,90	5.801.663,34	152.954,3
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	192.812.416,55	71.556.380,29	165.382,5
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	13.060.045,48	0,00	10.891,3
4. sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände	185.138.175,65	0,00	85.884,1
SUMME Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	568.086.211,58	77.358.043,63	415.112,2

Bei den Forderungen aus Lieferungen und Leistungen wurden Einzelwertberichtigungen von € 4.440.348,86 (Vorjahr: T€ 2.355,7) abgezogen. In den Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sind am Bilanzstichtag Forderungen aus Energielieferungen und Netzleistungen in Höhe von € 32.624.963,70 (Vorjahr: T€ 19.420,6) enthalten. Die von Kunden geleisteten Abschlagszahlungen betragen im Berichtsjahr € 110.955.063,32 (Vorjahr: T€ 75.343,3). 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 € 525.611,41 (Vorjahr: T€ 1.752,3) ausgewiesen, die restlichen von Kunden geleisteten Abschlagszahlungen in Höhe von € 110.429.451,91 (Vorjahr: T€ 73.591,0) 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 Gemeinschaftskraftwerk Inn 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 € 101.163.908,38 (Vorjahr: T€ 75.928,4), aus Cashpooling-Forderungen in Höhe von € 7.934.057,75 (Vorjahr: T€ 0,0), aus Zinsabgrenzungen in Höhe von € 2.369.293,90 (Vorjahr: T€ 1.237,9), aus Ergebnisübernahmen von Tochterunternehmen in Höhe von € 1.838.067,30 (Vorjahr: T€ 758,4) und aus sonstigen Forderungen in Höhe von € 79.507.089,22 (Vorjahr: T€ 87.457,8) 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 € 77.358.043,63 (Vorjahr: T€ 85.435,8) mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr.

Kassenbestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten

Die Zahlungsmittel betragen € 51.627.845,55 (Vorjahr: T€ 184.043,1) und bestehen aus Guthaben bei Kreditinstituten in Höhe von € 51.584.875,06 (Vorjahr: T€ 184.001,1) und Kassenbeständen in Höhe von € 42.970,49 (Vorjahr: T€ 42,0).

Aktive Rechnungsabgrenzungsposten

Die aktiven Rechnungsabgrenzungsposten haben sich um € 936.004,44 auf € 4.515.189,37 (Vorjahr: T€ 5.451,2) 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 € 1.506.712.937,00 (Vorjahr: T€ 1.366.212,9).

Bilanzgewinn

Durch den Gewinnverwendungsbeschluss der Hauptversammlung vom 15. Mai 2023 wurde eine Dividende in Höhe von € 30.000.000,00 beschlossen und der Restbetrag in Höhe von € 636.728,50 auf neue Rechnung vorgetragen.

Der noch nicht festgestellte Bilanzgewinn des Geschäftsjahres beträgt € 50.582.702,76 (Vorjahr: T€ 30.636,7).

Der Vorstand schlägt vor, vom Bilanzgewinn des Geschäftsjahres 2023 € 50.500.000,00 auszuschütten. Der Aufsichtsrat wird über diesen Dividendenvorschlag im Mai 2024 beschließen und die Hauptversammlung wird darüber im Mai 2024 entscheiden.

Investitionszuschüsse

	Stand 01.01.2023 €	Zugänge €	Abgänge €	Auflösung €	Stand 31.12.2023 €
Investitionszuschüsse	10.182.162,19	610.482,30	-613.260,90	-450.020,48	9.729.363,11
SUMME Investitionszuschüsse	10.182.162,19	610.482,30	-613.260,90	-450.020,48	9.729.363,11

Im Endbestand sind im Berichtsjahr Investitionszuschüsse nach dem Investitionsprämienengesetz, das anlässlich der COVID-19-Krise befristet eingeführt wurde, in Höhe von € 2.996.018,50 (Vorjahr: T€ 3.024,4) enthalten.

Baukostenbeiträge

	Stand 01.01.2023 €	Zugänge €	Abgänge €	Auflösungen €	Stand 31.12.2023 €
1. Netzbereich	175.749.215,46	20.168.232,17	-28.509,40	-16.504.591,26	179.384.346,97
2. Sonstiges	5.885.156,23	449.156,86	-37.270,27	-524.682,18	5.772.360,64
SUMME Baukostenbeiträge	181.634.371,69	20.617.389,03	-65.779,67	-17.029.273,44	185.156.707,61

Rückstellungen

	31.12.2023 €	31.12.2022 T€
1. Rückstellungen für Abfertigungen (davon versteuert: € 27.654.582,10; Vorjahr: T€ 24.975,1)	59.044.312,46	55.494,0
2. Rückstellungen für Pensionen (davon versteuert: € 35.261.036,19; Vorjahr: T€ 32.211,7)	98.553.996,87	100.967,3
3. Steuerrückstellungen	14.738.254,09	9.697,5
4. sonstige Rückstellungen (davon versteuert: € 6.928.204,65; Vorjahr: T€ 5.748,9)	482.115.849,09	378.328,5
SUMME Rückstellungen	654.452.412,51	544.487,3

Die Steuerrückstellungen, die ausschließlich aus passiven latenten Steuern bestehen, belaufen sich auf € 14.738.254,09 (Vorjahr: T€ 9.697,5).

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, € 71.724.743,74 verwendet bzw. aufgelöst (Vorjahr: T€ 33.083,0) und € 108.319.525,36 Mio (Vorjahr: T€ 79.500,0) zugeführt, sodass zum Bilanzstichtag € 323.287.138,97 (Vorjahr: T€ 286.692,4) ausgewiesen sind. Der überwiegende Teil der Zuweisung ist auf Anpassungen der Valorisierungen zurückzuführen.

Die sonstigen Rückstellungen enthalten neben den ausgelagerten Pensionsverpflichtungen und den Vorsorgen für Entlastungsbeiträge für Stromkunden in Höhe von € 44,0 Mio (Vorjahr: € 0,0) auch abgezinste Rückstellungen für Maßnahmen zur Abwasserbeseitigung im Zusammenhang mit dem Draukraftwerk Strassen-Am-lach mit € 1.887.298,50 (Vorjahr: T€ 2.466,3) und den Abwasserverbänden Mittleres und Unteres Unterinntal in Höhe von € 5.961.293,25 (Vorjahr: T€ 6.482,4). Des Weiteren sind die Rückstellung für Jubiläumsgelder mit € 13.005.268,98 (Vorjahr: T€ 11.445,9), für nicht konsumierte Urlaube mit € 9.061.900,00 (Vorjahr: T€ 8.082,7), Gleitzeitguthaben der Mitarbeiter mit € 2.040.600,00 (Vorjahr: T€ 1.707,9) und Vorsorgen aus einem Stromtauschvertrag mit € 3.735.889,49 (Vorjahr: T€ 8.717,1) enthalten.

In dieser Position befinden sich auch Rückstellungen für Stromdeputatsverpflichtungen in Höhe von € 12.397.252,48 (Vorjahr: T€ 11.772,3).

Verbindlichkeiten

Verbindlichkeiten zum 31.12.2023	Buchwerte 31.12.2023 €	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	859.407.626,26	150.918.032,32	150.040.112,43	558.449.481,51
3. erhaltene Anzahlungen	71.952,35	71.952,35	0,00	0,00
4. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	138.922.902,65	137.763.882,65	630.000,00	529.020,00
5. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	92.947.442,64	92.947.442,64	0,00	0,00
6. Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	1.018.506,92	1.018.506,92	0,00	0,00
7. sonstige Verbindlichkeiten	133.172.879,50	114.306.922,27	31.385,01	18.834.572,22
<i>davon aus Steuern</i>	35.225.148,95	35.225.148,95	0,00	0,00
<i>davon im Rahmen der sozialen Sicherheit</i>	2.812.165,86	2.812.165,86	0,00	0,00
SUMME Verbindlichkeiten	1.335.662.554,76	497.147.983,59	150.701.497,44	687.813.073,73

Verbindlichkeiten zum 31.12.2022	Buchwerte 31.12.2022 €	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	1.020.418.000,51	395.027.569,18	166.818.770,59	458.571.660,74
3. erhaltene Anzahlungen	43.381,00	43.381,00	0,00	0,00
4. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	91.660.769,62	90.184.439,95	947.309,67	529.020,00
5. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	83.902.029,52	83.902.029,52	0,00	0,00
6. Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	1.872.119,22	1.872.119,22	0,00	0,00
7. sonstige Verbindlichkeiten	105.570.853,84	88.165.491,43	42.994,97	17.362.367,44
<i>davon aus Steuern</i>	29.620.517,03	29.620.517,03	0,00	0,00
<i>davon im Rahmen der sozialen Sicherheit</i>	2.532.031,96	2.532.031,96	0,00	0,00
SUMME Verbindlichkeiten	1.413.588.398,15	659.316.274,74	167.809.075,23	586.463.048,18

Der Buchwert der Euro-Anleihen beträgt zum Bilanzstichtag € 110.121.244,44 (Vorjahr: T€ 110.121,2). Die Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten in Höhe von € 859.407.626,26 (Vorjahr: T€ 1.020.418,0) beruhen unter anderem auf Bankdarlehen in Höhe von € 558.449.481,51 (Vorjahr: T€ 458.571,7), 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 € 7.736.141,35 (Vorjahr: T€ 22.511,5) sowie Finanzverbindlichkeiten in Höhe von € 85.211.301,29 (Vorjahr: T€ 61.390,6) 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, Tiroler Übertragungsnetz GmbH und der Gemeinschaftskraftwerk Inn GmbH.

Die Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht, enthalten Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen. Unter den sonstigen Verbindlichkeiten sind Verbindlichkeiten aus Entschädigungs- bzw. Kaufverträgen sowie Freistromverpflichtungen in Höhe von € 18.821.091,18 (Vorjahr: T€ 17.348,9) erfasst. Bei der Bewertung der Freistromverpflichtungen wurde ein Zinssatz von 3 % (Vorjahr: 3 %) verwendet. Die Verbindlichkeiten gegenüber Kunden reduzierten sich auf € 23.486.716,22 (Vorjahr: T€ 41.445,0) und setzen sich unter anderem aus dem Ansatz von geleisteten Kundenabschlagszahlungen

für durchlaufende Posten für Abgaben und Beiträge in Höhe von € 525.611,41 (Vorjahr: T€ 1.752,3) und aus Verbindlichkeiten aus der Erlösabgrenzung in Höhe von € 0,00 (Vorjahr: T€ 3.026,3) und Kauttionen in Höhe von € 3.859.055,00 (Vorjahr: T€ 9.948,1) zusammen. Hypothekarisch sichergestellt sind sonstige Verbindlichkeiten mit € 56.476,01 (Vorjahr: T€ 68,6).

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 € 17.109.622,31 (Vorjahr: T€ 18.425,7) 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	31.12.2023 €	31.12.2022 €
Abgrenzungsposten gem. § 906 (32) UGB	22.350.613,53	24.182.735,34
Netto-Barwertvorteile aus CBL	17.109.622,31	18.425.747,10
Sonstige Abgrenzungen	390.491,06	488.720,66
SUMME	39.850.726,90	43.097.203,10

VI. ERLÄUTERUNGEN ZUR GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG (EINZELABSCHLUSS)

Umsatzerlöse

Umsatzerlöse nach Tätigkeitsbereichen	2023 €	2022 T€
1. Stromgeschäft	1.850.498.420,91	2.270.635,8
2. Erdgasgeschäft	274.677.063,57	35.856,4
3. Wärmegeschäft	-2.129,80	1.481,2
4. Miet- und Pächterlöse	135.098.318,12	123.844,0
5. Sonstige Umsatzerlöse	30.007.756,19	24.312,8
SUMME Umsatzerlöse	2.290.279.428,99	2.456.130,2

Umsatzerlöse nach Regionen	2023 €	2022 T€
1. Inland	1.653.758.776,11	1.488.144,3
2. Ausland	636.520.652,88	967.985,8
SUMME Umsatzerlöse	2.290.279.428,99	2.456.130,2

Aufgrund der bereits im Vorjahr erfolgten Übertragung des Fernheizkraftwerks Längenfeld in unser Tochterunternehmen, TIWAG-Next Energy Solutions GmbH, setzen sich die Wärmeerlöse im Berichtsjahr nur mehr aus Nachverrechnungen zusammen. In den Pacht- und sonstigen Umsatzerlösen ist der Erlös aus der Pachtabrechnung für den Verteilernetzbetrieb in Höhe von € 127.824.509,43 (Vorjahr: € 117,2 Mio) enthalten.

Sonstige betriebliche Erträge

Die sonstigen betrieblichen Erträge setzen sich unter anderem aus Erträgen aus dem Abgang vom Anlagevermögen in Höhe von € 2.984.346,47 (Vorjahr: T€ 4.123,4), aus Erträgen aus der Zuschreibung zum Anlagevermögen € 1.832.121,81 (Vorjahr: T€ 1.842,3), aus Erträgen aus der Auflösung von Rückstellungen in Höhe von € 11.060.611,30 (Vorjahr: T€ 7.037,5) und aus übrigen sonstigen betrieblichen Erträgen in Höhe von € 14.495.290,54 (Vorjahr: T€ 12.276,1) zusammen.

Aufwendungen für Material und sonstige bezogene Herstellungsleistungen

	2023 €	2022 T€
1. Materialaufwand (Fremdstrombezug, Tauschenergiebezug u. dgl.)	1.723.510.726,04	2.004.758,8
2. Aufwendungen für sonstige bezogene Leistungen	15.032.952,78	1.264,0
SUMME Aufwendungen für Material und sonstige bezogene Herstellungsleistungen	1.738.543.678,82	2.006.022,8

Personalaufwand

In den Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betriebliche Mitarbeitervorsorgekassen sind Beiträge an betriebliche Mitarbeitervorsorgekassen in Höhe von € 820.520,51 (Vorjahr: T€ 673,7) enthalten.

Von den Aufwendungen für Abfertigungen entfallen € 4.968.221,80 (Vorjahr: T€ 7.818,1) und von den Pensionsaufwendungen € 93.975.605,76 (Vorjahr: T€ 63.578,5) 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 € 9.634.286,08 (Vorjahr: T€ 719,0) und die ausgelagerten Pensionsverpflichtungen haben sich im Berichtsjahr auf € 73.134.342,95 (Vorjahr: T€ 36.622,3) erhöht. Die in der Veränderung der Sozialkapitalrückstellungen enthaltenen rechnungsmäßigen Zinsen, welche sich überwiegend aus Änderungen der Rechnungszins-

sätze zusammensetzen und im Berichtsjahr insgesamt € 47.770.570,38 (Vorjahr: T€ 3.212,1) betragen haben, sind nicht im Personalaufwand, sondern im Posten Zinsen und ähnliche Aufwendungen ausgewiesen. Darüber hinaus sind € 5.841.010,62 (Vorjahr: T€ 45.029,9) 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 € 2.848.955,17 (Vorjahr: T€ 104,2) vorgenommen. Des Weiteren wurden die Gasvorräte zum Bilanzstichtag mit dem beizulegenden Zeitwert, den day-ahead-Spotpreis, bewertet und um € 15.183.637,29 (Vorjahr: T€ 16.364,6) abgeschrieben.

Sonstige betriebliche Aufwendungen

Die unter den sonstigen betrieblichen Aufwendungen ausgewiesenen Steuern in Höhe von € 593.447,56 (Vorjahr: T€ 585,8) betreffen im Wesentlichen Grund- und Kfz-Steuern.

Die ausgewiesenen übrigen sonstigen betrieblichen Aufwendungen stellen sich wie folgt dar:

	2023 €	2022 T€
1. Fremdleistungen	31.243.897,63	28.767,1
2. Beratungen, Honorare	2.163.343,99	2.161,9
3. Mieten und Pachten	6.955.460,87	5.864,5
4. Entschädigungen, Beitragsleistungen	10.147.540,62	5.411,1
5. Reisespesen	2.713.017,43	2.387,7
6. übriger sonstiger betrieblicher Aufwand	90.333.554,45	33.502,2
SUMME übrige sonstige betriebliche Aufwendungen	143.556.814,99	78.094,5

Erträge aus Beteiligungen

Die Erträge aus Beteiligungen setzen sich unter anderem aus Ausschüttungen der VERBUND AG mit € 102.779.118,00 (Vorjahr: T€ 29.977,2) und der Innsbrucker Kommunalbetriebe AG mit € 8.622.010,10 (Vorjahr: T€ 11.076,6) zusammen.

Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge

In dieser Position sind unter anderem die anteiligen Erträge aus den Cross Border Leasing-Transaktionen von € 1.604.051,75 (Vorjahr: T€ 1.593,3) enthalten.

Erträge aus dem Abgang von und der Zuschreibungen zu Finanzanlagen

Die im Berichtsjahr ausgewiesenen Erträge bestehen aus Wertaufholungen von Wertpapieren des Anlagevermögens und der Zuschreibung eines Tochterunternehmens in Höhe von insgesamt € 3.340.800,00 (Vorjahr: T€ 6.306,0).

Aufwendungen aus Finanzanlagen und aus Wertpapieren des Umlaufvermögens

Die Aufwendungen aus Finanzanlagen betragen € 669.684,69 (Vorjahr: T€ 4.747,9). In dieser Position sind Verlustübernahmen in Höhe von € 669.684,69 (Vorjahr: T€ 18,0) enthalten. Abschreibungen von Finanzanlagevermögen sind im Berichtsjahr keine durchgeführt worden (Vorjahr: T€ 4.715,0).

Zinsen und ähnliche Aufwendungen

In der Position „Zinsen und ähnliche Aufwendungen“ sind Zinsen aus Darlehen und Bankkrediten in der Höhe von € 11.829.868,26 (Vorjahr: T€ 10.054,6) und die Zinskomponente aus der Dotierung der Sozialkapitalrückstellungen in der Höhe von € 47.770.570,38 (Vorjahr: T€ 3.212,1) zu erwähnen.

Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

Die Position Steuern vom Einkommen und Ertrag setzt sich wie folgt zusammen:

	2023 €	2022 T€
1. Körperschaftsteuer	-800.052,36	6.549,3
2. Steuerumlagen	-303.243,10	-3.594,6
3. Latente Steuern	5.040.714,99	19.894,8
SUMME Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	3.937.419,53	22.849,4

Aufgrund der Vorschriften des § 7 (1a) EStG kann 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, wodurch im Geschäftsjahr 2023 keine Körperschaftsteuerschuld entstanden ist.

Bilanzgewinn

Das Ergebnis vor Steuern beträgt € 194.383.393,79 (Vorjahr: T€ 204.149,4). Unter Berücksichtigung der Steuern vom Einkommen und Ertrag resultiert ein Jahresüberschuss in Höhe von € 190.445.974,26 (Vorjahr: T€ 181.299,9).

Unter Berücksichtigung der Rücklagenveränderungen – insbesondere einer Zuführung zur Gewinnrücklage in Höhe von € 140.500.000,00 (Vorjahr: T€ 152.000,0) sowie des Gewinnvortrags aus dem Vorjahr von € 636.728,50 (Vorjahr: T€ 1.336,8) – ergibt sich ein Bilanzgewinn in Höhe von € 50.582.702,76 (Vorjahr: T€ 30.636,7).

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 € 350,2 Mio (Vorjahr: € 329,5 Mio) entfielen € 21,5 Mio (Vorjahr: € 22,9 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 € 60.418.392,81 (Vorjahr: T€ 61.265,8) enthalten.

Finanzanlagen

Ausleihungen werden mit insgesamt € 385.793,06 (Vorjahr: T€ 408,4) innerhalb eines Jahres fällig.

Vorräte

	31.12.2023 €	31.12.2022 T€
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	11.219.582,77	7.731,2
2. Installationsmaterial und Handelswaren	150.956,14	98,8
3. Gasvorrat	17.990.992,39	45.933,4
4. sonstige Vorräte	3.023.179,95	3.811,0
5. noch nicht abrechenbare Leistungen	444.859,30	489,4
SUMME Vorräte	32.829.570,55	58.063,7

Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

	Stand 31.12.2023 €	davon mit Restlaufzeit von mehr als einem Jahr €	Stand 31.12.2022 T€
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	245.659.999,83	5.804.494,95	259.687,2
2. Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	178.372,95	0,00	189,6
3. Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	13.938.445,61	0,00	16.035,0
4. sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände	282.130.570,20	71.556.380,26	204.936,3
SUMME Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	541.907.388,59	77.360.875,21	480.848,1

Bei den Forderungen aus Lieferungen und Leistungen wurden Einzelwertberichtigungen von € 5.347.599,61 (Vorjahr: T€ 2.971,5) abgezogen.

Die Forderungen gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht, resultieren hauptsächlich aus Lieferungen und sonstigen Leistungen.

Konzerneigenkapital

Das Grundkapital beträgt € 300.000.000,00 (Vorjahr: T€ 300.000,0). Die Kapitalrücklagen betragen € 500.000,00 (Vorjahr: T€ 500,0) und die Gewinn-

rücklagen, die sich aus der gesetzlichen Rücklage und der freien Rücklage zusammensetzen, € 1.401.403.579,39 (Vorjahr: T€ 1.233.170,8). In dieser Position sind auch aktive und passive Unterschiedsbeträge aus Erst- und Folgekonsolidierung enthalten. Der Konzern-Jahresüberschuss ohne Anteile anderer Gesellschafter beträgt im Berichtsjahr € 166.227.095,61 (Vorjahr: T€ 172.804,7). Nach der Übernahme der 14 % - Anteile an unserem Tochterunternehmen, der TIGAS-Erdgas Tirol GmbH (nunmehr: TIGAS-Wärme Tirol GmbH), betragen die „Anteile anderer Gesellschafter“ nunmehr € 41.997,38 (Vorjahr: T€ 45.496,1).

Baukostenbeiträge und Baukostenzuschüsse

Von den zum Abschlussstichtag ausgewiesenen Baukostenbeiträgen entfallen auf Baukostenbeiträge Strombezugsberechtigter € 181.083.868,91 (Vorjahr: T€ 178.167,9), auf Baukostenzuschüsse € 81.011.978,44 (Vorjahr: T€ 81.759,1), auf Baukostenbeiträge Gasbezugsberechtigter € 25.901.467,06 (Vorjahr: T€ 28.138,1) und auf sonstige Baukostenbeiträge € 16.061.605,44 (Vorjahr: T€ 14.786,1). Der Verbrauch der Baukostenbeiträge ist in den Umsatzerlösen mit € 23.212.388,97 (Vorjahr: T€ 21.441,3) enthalten.

Rückstellungen

	31.12.2023 €	31.12.2022 T€
1. Rückstellungen für Abfertigungen (davon versteuert: € 28.369.789,96; Vorjahr: T€ 25.543,8)	60.551.182,98	56.759,3
2. Rückstellungen für Pensionen (davon versteuert: € 35.938.635,88; Vorjahr: T€ 33.803,9)	100.205.114,72	102.526,6
3. Steuerrückstellungen	51.463.082,39	21.400,5
4. sonstige Rückstellungen (davon versteuert: € 7.205.418,16; Vorjahr: T€ 5.992,2)	511.974.637,34	412.901,6
SUMME Rückstellungen	724.195.017,43	593.588,1

In dieser Position sind die Rückstellungen der ausgelagerten Pensionsverpflichtungen mit € 327.129.322,57 (Vorjahr: T€ 290.369,4), für Jubiläumsgelder mit € 13.435.601,51 (Vorjahr: T€ 11.798,3), für nicht konsumierte Urlaube mit € 10.143.411,53 (Vorjahr: T€ 8.908,5), Gleitzeitguthaben der Mitarbeiter mit € 2.272.430,91 (Vorjahr: T€ 1.921,3) und Vorsorgen aus einem Stromtauschvertrag mit € 3.735.889,49 (Vorjahr: T€ 8.717,1) enthalten. In dieser Position befinden sich auch Rückstellungen für Stromdeputatsverpflichtungen in Höhe von € 12.397.252,48 (Vorjahr: T€ 11.772,3).

Passive latente Steuern

Im Berichtsjahr wurden passive latente Steuern in Höhe von € 51.305.265,27 (Vorjahr: aktive latente Steuern T€ 21.400,4) bilanziert. In dieser Konzernabschlussposition sind latente Steuern aus dem Grenzkraftwerk Inn in Höhe von € 40.318.925,39 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 31.12.2023	Bilanzwert 31.12.2023 €	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	859.407.626,26	150.918.032,32	150.040.112,43	558.449.481,51
3. erhaltene Anzahlungen	4.048.560,32	4.048.560,32	0,00	0,00
4. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	170.443.560,77	169.284.540,77	630.000,00	529.020,00
5. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	948.316,38	948.316,38	0,00	0,00
6. Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	2.261.915,35	2.261.915,35	0,00	0,00
7. sonstige Verbindlichkeiten	151.049.045,10	132.183.087,87	31.385,01	18.834.572,22
<i>davon aus Steuern</i>	<i>35.739.804,94</i>	<i>35.739.804,94</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
<i>davon im Rahmen der sozialen Sicherheit</i>	<i>3.184.096,16</i>	<i>3.183.096,16</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
SUMME Verbindlichkeiten	1.298.280.268,62	459.765.697,45	150.701.497,44	687.813.073,73

Verbindlichkeiten zum 31.12.2022	Bilanzwert 31.12.2022 €	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	1.020.418.020,51	395.027.589,18	166.818.770,59	458.571.660,74
3. erhaltene Anzahlungen	4.617.597,22	4.617.597,22	0,00	0,00
4. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	148.502.184,57	147.025.854,90	947.309,67	529.020,00
5. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	835.266,41	835.266,41	0,00	0,00
6. Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	21.075.622,68	21.075.622,68	0,00	0,00
7. sonstige Verbindlichkeiten	122.244.606,24	104.839.243,83	42.994,97	17.362.367,44
<i>davon aus Steuern</i>	<i>30.889.143,38</i>	<i>30.889.143,38</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
<i>davon im Rahmen der sozialen Sicherheit</i>	<i>2.798.237,34</i>	<i>2.798.237,34</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
SUMME Verbindlichkeiten	1.427.814.542,07	673.542.418,66	167.809.075,23	586.463.048,18

Die Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten in Höhe von € 859.407.626,26 (Vorjahr: T€ 1.020.418,0) beruhen unter anderem auf Bankdarlehen in Höhe von € 558.449.481,51 (Vorjahr: T€ 458.571,7), 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.

Unter den sonstigen Verbindlichkeiten werden neben den laufenden Steuerverbindlichkeiten im Wesentlichen Verbindlichkeiten aus Entschädigungs- bzw. Kaufverträgen sowie Freistromverpflichtungen in Höhe von € 18.821.091,18 (Vorjahr: T€ 17.788,7) und Verbindlichkeiten gegenüber Kunden in Höhe von € 34.273.524,36 (Vorjahr: T€ 48.521,5) erfasst. Bei den sonstigen Verbindlichkeiten sind € 56.476,01 (Vorjahr: T€ 68,6) 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	2023 €	2022 T€
1. Stromgeschäft	2.018.285.381,23	2.473.058,2
2. Gasgeschäft	415.062.255,24	482.686,7
3. Fernwärmegeschäft	27.896.737,87	18.374,4
4. Sonstige Umsatzerlöse	36.165.861,72	29.549,7
SUMME Umsatzerlöse	2.497.410.236,06	3.003.669,0

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 € 579.200.231,63 auf € 1.914.203.294,87 (Vorjahr: T€ 2.493.403,5). Der geringere Ressourceneinsatz resultiert zum überwiegenden Teil aus Preiseffekten auf den Energiebeschaffungsmärkten.

Personalaufwand

Von den Aufwendungen für Abfertigungen entfallen auf Dienstnehmer € 5.240.216,15 (Vorjahr: T€ 8.151,2). Die Beiträge an Mitarbeitervorsorgekassen betragen € 944.991,55 (Vorjahr: T€ 810,9).

Die Pensionsaufwendungen für Dienstnehmer sind mit € 92.992.115,83 (Vorjahr: T€ 64.343,4) berücksichtigt.

Abschreibungen

In dieser Position ist auch eine außerplanmäßige Abschreibung von Sachanlagen in Höhe von € 2.848.955,17 (Vorjahr: T€ 104,2) enthalten. Unter Berücksichtigung der Konsolidierung konzerninterner Sicherungsbeziehungen wurde auf Konzernebene der Gasvorrat um weitere € 3.730.634,58 (Vorjahr: T€ 17.076,0) auf insgesamt € 52.354.946,83 (Vorjahr: T€ 33.440,7) abgewertet.

Erträge aus Beteiligungen

Die Erträge aus Beteiligungen setzen sich unter anderem aus Ausschüttungen der VERBUND AG mit € 102.779.118,00 (Vorjahr: T€ 29.977,2) und der Energie AG Oberösterreich mit € 4.406.400,00 (Vorjahr: T€ 4.406,0) zusammen.

Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge

In dieser Position sind unter anderem die anteiligen Erträge aus den Cross Border Leasing-Transaktionen in Höhe von € 1.604.051,75 (Vorjahr: T€ 1.593,3) und den Erträgen aus der Zinskomponente in Höhe von € 5.841.010,61 (Vorjahr: T€ 21.725,3) 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 € 2.441.200,00 (Vorjahr: T€ 6.306,0) zusammen.

Aufwendungen aus Finanzanlagen und aus Wertpapieren des Umlaufvermögens

Diese Position enthält im Berichtsjahr keine außerplanmäßige Abschreibung von Wertpapieren des Anlagevermögens (Vorjahr: T€ 4.715,0).

Ergebnis aus assoziierten Unternehmen

Die ausgewiesenen Erträge in Höhe von € 12.846.023,93 (Vorjahr: T€ 18.281,9) 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 € 48.234.110,63 (Vorjahr: T€ 4.671,7) 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 Körperschaftsteuergutschriften in Höhe von € 706.327,62 (Vorjahr: Körperschaftsteueraufwand T€ 6.530,2) und latente Steuern in Höhe von € 29.904.894,94 (Vorjahr: T€ 31.143,0).

Konzern-Jahresüberschuss

Der Jahresüberschuss inklusive Minderheitenanteil beträgt € 166.201.731,34 (Vorjahr: T€ 174.460,8). Nach Berücksichtigung des Anteils anderer Gesellschafter am Jahresergebnis in Höhe von € 25.364,27 (Vorjahr: T€ -1.656,0) verbleibt ein Konzern-Jahresüberschuss von € 166.227.095,61 (Vorjahr: T€ 172.804,7).

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 31.12.2023 €
	Stand zum 01.01.2023 €	Zugänge €	Abgänge €	Umbuchungen €	
	1.206.307,52	0,00	0,00	0,00	1.206.307,52
	22.883.693,28	218.555,16	0,00	0,00	23.102.248,44
	26.718.310,33	1.044.938,22	-1.101.857,72	90.709,89	26.752.100,72
	52.561.826,54	0,00	0,00	0,00	52.561.826,54
	7.258.637,86	0,00	3.415,57	0,00	7.262.053,43
	110.628.775,53	1.263.493,38	-1.098.442,15	90.709,89	110.884.536,65
	1.970.052.751,32	23.446.539,04	-1.011.096,61	37.118.149,61	2.029.606.343,36
	1.303.864.289,95	41.011.049,21	-6.880.738,09	38.024.242,09	1.376.018.843,16
	1.814.067.528,96	30.884.804,04	-745.349,36	12.738.180,71	1.856.945.164,35
	76.612.828,73	7.441.219,91	-7.381.464,44	294.327,49	76.966.911,69
	569.393.490,52	247.402.816,29	-314.205,05	-88.265.609,79	728.216.491,97
	5.733.990.889,48	350.186.428,49	-16.332.853,55	-90.709,89	6.067.753.754,53
	2.177.172,77	-356.400,00	0,00	0,00	1.820.772,77
	269.851.668,77	301.574,97	0,00	0,00	270.153.243,74
	434.788.694,36	145.200,00	0,00	0,00	434.933.894,36
	50.972.812,56	0,00	-14.491.200,00	0,00	36.481.612,56
	49.050.403,17	1.322.192,02	-5.914.758,25	0,00	44.457.836,94
	806.840.751,63	1.412.566,99	-20.405.958,25	0,00	787.847.360,37
	6.651.460.416,64	352.862.488,86	-37.837.253,95	0,00	6.966.485.651,55

ENTWICKLUNG DES KONZERN-ANLAGEVERMÖGENS (KONZERN-ANLAGENSPIEGEL)

Bilanzposten	Kumulierte Abschreibungen		
	Stand zum 01.01.2023 €	Zuschreibungen €	Zugänge €
I. Immaterielle Vermögensgegenstände			
1. Strombezugsrechte	811.425,83	0,00	40.011,00
2. sonstige Rechte	18.626.172,15	0,00	517.293,23
3. EDV-Programme	22.207.539,64	0,00	1.488.534,97
4. Firmenwerte	52.037.214,77	0,00	209.844,71
5. geleistete Anzahlungen	6.991.015,33	0,00	0,00
SUMME I. Immaterielle Vermögensgegenstände	100.673.367,72	0,00	2.255.683,91
II. Sachanlagen			
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten, einschließlich Bauten auf fremdem Grund	905.990.359,39	0,00	33.216.463,01
2. maschinelle und elektrische Anlagen	927.574.456,24	0,00	38.867.874,16
3. Leitungsanlagen	1.065.047.486,13	0,00	45.786.029,15
4. andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	64.562.104,01	0,00	4.728.786,18
5. geleistete Anzahlungen und Anlagen in Bau	10.966.963,72	0,00	235.047,10
SUMME II. Sachanlagen	2.974.141.369,49	0,00	122.834.199,60
III. Finanzanlagen			
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	752.056,37	-899.600,00	0,00
2. Beteiligungen an assoziierten Unternehmen	131.365.025,11	-13.147.598,90	9.418.602,67
3. sonstige Beteiligungen	21.500.000,00	0,00	0,00
4. Wertpapiere (Wertrechte) des Anlagevermögens	4.848.647,76	-2.441.200,00	0,00
5. sonstige Ausleihungen	0,00	0,00	0,00
SUMME III. Finanzanlagen	158.465.729,24	-16.488.398,90	9.418.602,67
SUMME Anlagevermögen	3.233.280.466,45	-16.488.398,90	134.508.486,18

Abgänge €	Umbuchungen €	Stand zum 31.12.2023 €	Buchwerte	
			Buchwert zum 01.01.2023 €	Buchwert zum 31.12.2023 €
0,00	0,00	851.436,83	394.881,69	354.870,69
0,00	0,00	19.143.465,38	4.257.521,13	3.958.783,06
-1.101.857,72	0,00	22.594.216,89	4.510.770,69	4.157.883,83
0,00	0,00	52.247.059,48	524.611,77	314.767,06
0,00	0,00	6.991.015,33	267.622,53	271.038,10
-1.101.857,72	0,00	101.827.193,91	9.955.407,81	9.057.342,74
-113.535,47	0,00	939.093.286,93	1.064.062.391,93	1.090.513.056,43
-6.100.989,57	-154,75	960.341.186,08	376.289.833,71	415.677.657,08
-738.718,45	-370,19	1.110.094.426,64	749.020.042,83	746.850.737,71
-5.199.643,83	524,94	64.091.771,30	12.050.724,72	12.875.140,39
0,00	0,00	11.202.010,82	558.426.526,80	717.014.481,15
-12.152.887,32	0,00	3.084.822.681,77	2.759.849.519,99	2.982.931.072,76
0,00	0,00	-147.543,63	1.425.116,40	1.968.316,40
0,00	0,00	127.636.028,88	138.486.643,66	142.517.214,86
0,00	0,00	21.500.000,00	413.288.694,36	413.433.894,36
0,00	0,00	2.407.447,76	46.124.164,80	34.074.164,80
0,00	0,00	0,00	49.050.403,17	44.457.836,94
0,00	0,00	151.395.933,01	648.375.022,39	636.451.427,36
-13.254.745,04	0,00	3.338.045.808,69	3.418.179.950,19	3.628.439.842,86

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 31.12.2023 in Mio €	Nominalwerte			Marktwerte		
	Käufe	Verkäufe	netto	positive	negative	netto
Forwards	-343,7	360,7	17,0	279,0	-160,4	118,6
Futures	-508,2	324,2	-183,9	105,9	-172,6	-66,6
Total vor Netting	-851,8	684,9	-167,0	385,0	-333,0	52,0
Bereinigung um Nettingverträge	460,5	-460,50	0,0	-192,9	192,9	0,0
Total nach Netting	-391,4	224,4	-167,0	192,0	-140,1	52,0

Die angegebenen Nominalwerte stellen die Summe der unsaldierten 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.

Im Vorjahr wurde zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ein Gasspeichervorrat mit einem maximalen Speicherinhalt 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 Einzelabschlussenebene

zusätzlich € 15,1 Mio (Vorjahr: € 16,4 Mio) und auf Konzernebene weitere € 3,7 Mio, (Vorjahr: € 17,1 Mio) in Summe daher € 18,8 Mio (Vorjahr: € 33,4 Mio), abgewertet.

Haftungsverhältnisse

Zum Bilanzstichtag bestehen im Einzelabschluss Eventualverbindlichkeiten, die sich im Wesentlichen aus Patronatserklärungen, Garantieverpflichtungen und Haftungen aus langfristigen Nutzungsverträgen gegenüber Dritten in Höhe von € 39.475.526,37 (Vorjahr: T€ 39.401,3) zusammensetzen.

Im Konzernabschluss belaufen sich die Eventualverbindlichkeiten, die sich im Wesentlichen aus Garantieverpflichtungen und Haftungen aus langfristigen Nutzungsverträgen gegenüber Dritten zusammensetzen, auf € 58.972.219,87 (Vorjahr: T€ 54.848,6).

Der Gesamtbetrag der sonstigen finanziellen Verpflichtungen im Zusammenhang mit offenen Investitionen und der Generalsanierung verschiedener Anlagen beläuft sich im Einzelabschluss auf rd. € 419,5 Mio (Vorjahr: € 231,1 Mio) und im Konzernabschluss auf rd. € 423,4 Mio (Vorjahr: € 246,7 Mio) im folgenden Geschäftsjahr (2024).

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 2023 waren in der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG durchschnittlich 1.328 Dienstnehmer,

davon 1.128 Angestellte, 161 Arbeiter und 39 Lehrlinge, beschäftigt (Vorjahr: 1.283 Dienstnehmer, davon 1.095 Angestellte, 155 Arbeiter und 33 Lehrlinge). Aufgrund des am 18.11.2005 abgeschlossenen Vertrages wurden der TINETZ-Tiroler Netze GmbH im Jahresdurchschnitt 93 Arbeiter, 376 Angestellte und 15 Lehrlinge (Vorjahr: 89 Arbeiter, 358 Angestellte, 12 Lehrlinge) zur Beschäftigung überlassen. Im Konzern waren durchschnittlich 1.477 (Vorjahr: 1.426) Dienstnehmer, davon 1.214 (Vorjahr: 1.176) Angestellte, 223 (Vorjahr: 216) Arbeiter und 40 (Vorjahr: 34) Lehrlinge, beschäftigt.

Honorare des Abschlussprüfers

Im abgelaufenen Geschäftsjahr sind für den Abschlussprüfer Aufwendungen in Höhe von insgesamt € 298.100,00 (Vorjahr: T€ 271,2) angefallen. Davon entfallen € 244.000,00 (Vorjahr: T€ 225,8) auf die Prüfung des Jahresabschlusses, € 50.900,00 (Vorjahr: T€ 36,9) für andere Bestätigungsleistungen und € 3.200,00 (Vorjahr: T€ 8,5) für sonstige Leistungen.

Vergütung des Vorstandes und Aufsichtsrates

Im Jahr 2023 betragen die Gesamtbezüge des Vorstandes € 1.275.520,87 (Vorjahr: T€ 1.247,7), die Bezüge ehemaliger Vorstandsmitglieder der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG und ihrer Hinterbliebenen € 235.828,39 (Vorjahr: T€ 233,6) und die Aufsichtsratsvergütungen € 60.394,52 (Vorjahr: T€ 43,5).

Ergebnisverwendung

Der Hauptversammlung wird vom Vorstand vorgeschlagen, aus dem Bilanzgewinn einen Betrag in Höhe von € 50.500.000,00 auszuschütten und den verbleibenden Betrag von € 82.702,76 auf neue Rechnung vorzutragen.

Wesentliche Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

Aufgrund der rechtlichen Unsicherheiten zur Änderung der vertraglich vereinbarten Entgelte von Verbrauchern nach dem Konsumentenschutzgesetz und Kleinunternehmern wurden gegen uns 2023 mehrfach Klagen eingebracht, die die Preiserhöhungen vom 01.06.2022 und vom 24.07.2023 betrafen. Zur Beilegung der behängenden Verfahren ist im Februar 2024 ein Vergleich mit der Arbeiterkammer Tirol zustande gekommen. Mit der Rücknahme der behängenden Klagen haben wir uns unter Berücksichtigung des Gleichbehandlungsgebotes zu einem Entlastungspaket verpflichtet. Entsprechende Beträge wurden bereits 2023 rückgestellt.

Organe der Gesellschaft

Als **Vorstandsmitglieder** waren bestellt:

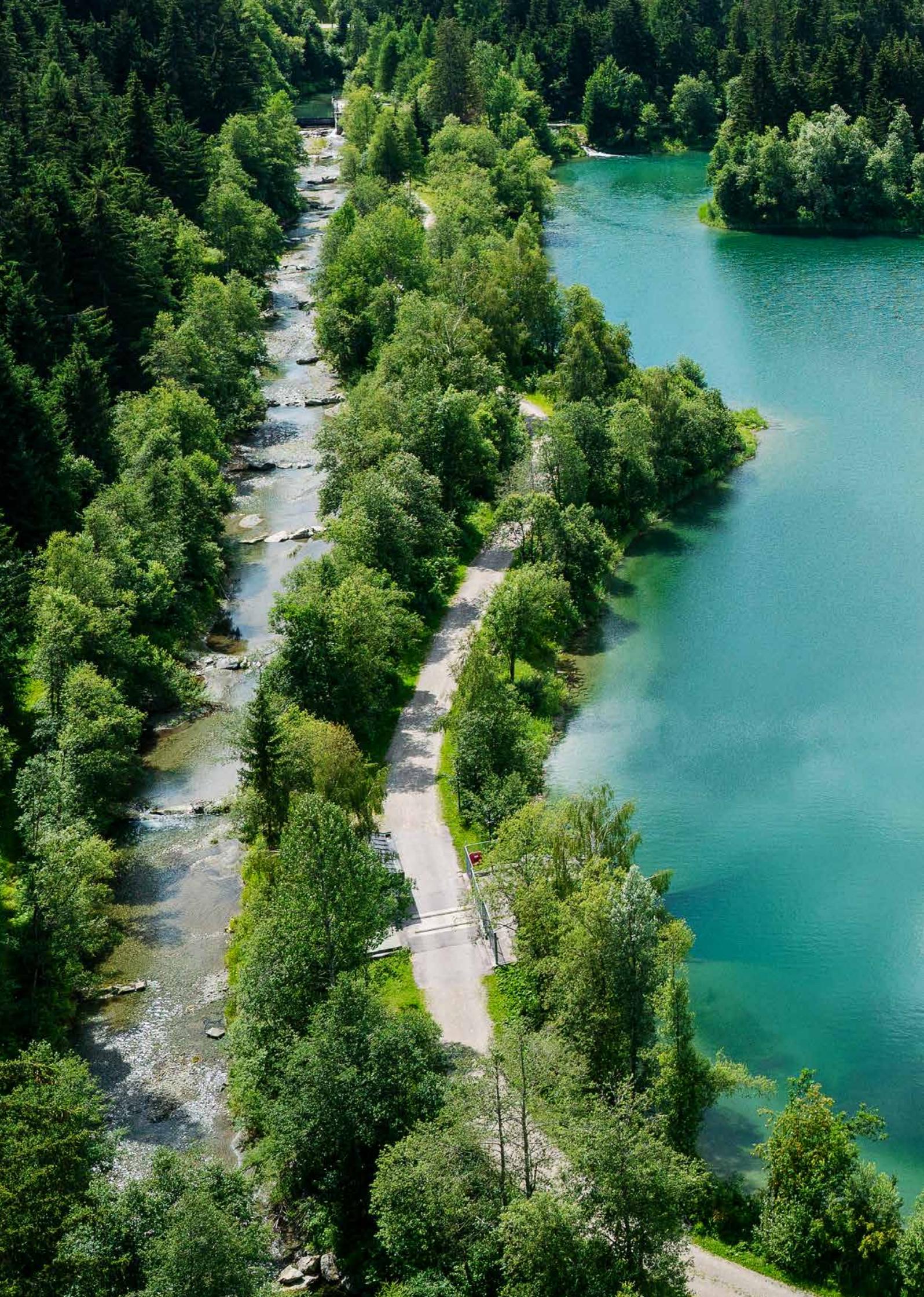
- Mag. Dr. Erich Entstrasser (Vorsitzender)
- Dipl.-Ing. Thomas Gasser, MBA
- Dipl.-Ing. Alexander Speckle

Im Geschäftsjahr 2023 waren im **Aufsichtsrat** folgende Mitglieder tätig:

- MMag. Dr. Eduard Wallnöfer, Vorsitzender des Aufsichtsrates
- Mag. Manfred Pletzer, 1. Stellvertreter des Vorsitzenden des Aufsichtsrates
- Mag.^a Michaela Hysek-Unterweger, 2. Stellvertreterin des Vorsitzenden des Aufsichtsrates
- Mag. Hartwig Röck, wiederbestellt am 15.05.2023
- Univ.-Prof.ⁱⁿ (em.) Dr.ⁱⁿ Hannelore Weck-Hannemann
- Mag.^a Julia Lang, ausgeschieden am 15.05.2023
- Ing. Hans-Peter Bock, bestellt am 15.05.2023

vom **Betriebsrat** entsandt:

- Harald Würfl, Vorsitzender des Zentralbetriebsrates
- Franz Eckhart
- Dr. Andreas Walder



X. JAHRESABSCHLUSS GEM. § 8 ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFTS- UND -ORGANISATIONSGESETZ (EIWOG)

Dieser Abschnitt des Anhangs enthält die gemäß § 8 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 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 31.12.2023 (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
1.898.302.159,56	650.561.908,94	889.415.905,22	3.438.279.973,72
498.914.743,47	4.414.081,37	2.295.572,59	505.624.397,43
1.180.129.906,78	616.388.113,76	44.358.123,51	1.840.876.144,05
219.257.509,31	29.759.713,81	842.762.209,12	1.091.779.432,24
534.475.532,81	127.689.705,98	7.687.002,77	669.852.241,56
38.691.419,55	80.503,83	11.366.261,05	50.138.184,43
462.685.502,26	110.324.199,15	-4.923.489,83	568.086.211,58
33.098.611,00	17.285.003,00	1.244.231,55	51.627.845,55
3.203.439,52	986.949,13	324.800,72	4.515.189,37
2.435.981.131,89	779.238.564,05	897.427.708,71	4.112.647.404,65
1.508.948.149,96	357.977.271,52	20.870.218,28	1.887.795.639,76
6.742.956,27	269.951,20	2.716.455,64	9.729.363,11
0,00	179.384.346,97	5.772.360,64	185.156.707,61
275.790.292,41	204.047.925,07	174.614.195,03	654.452.412,51
622.044.995,83	37.559.069,29	676.058.489,64	1.335.662.554,76
22.454.737,42	0,00	17.395.989,48	39.850.726,90
2.435.981.131,89	779.238.564,05	897.427.708,71	4.112.647.404,65

2. ERGEBNISRECHNUNG 2022 (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. § 8 EIWOG

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 § 8 Abs. 3 EIWOG 2010 wurden mit der TINETZ-Tiroler Netze GmbH (Pachtverhältnis hinsichtlich des Netzbetriebes, Cashpooling) und der Gemeinschaftskraftwerk Inn GmbH getätigt.

Innsbruck, am 05. April 2024

Der Vorstand

Mag. Dr.
Erich Entstrasser

Dipl.-Ing.
Thomas Gasser, MBA

Dipl.-Ing.
Alexander Speckle

Erzeugung, Stromhandel und Vertrieb	Verteilung	Sonstiges	Gesamt
2.116.738.484,40	153.077.505,17	20.463.439,42	2.290.279.428,99
0,00	0,00	7.675,94	7.675,94
-9.450.612,97	7.605.667,54	34.320.122,63	32.475.177,20
27.740.979,99	1.144.527,45	7.788.653,43	36.674.160,87
-1.725.562.161,06	-4.895.729,21	-8.085.788,55	-1.738.543.678,82
-36.767.622,08	-49.162.317,86	-156.702.259,82	-242.632.199,76
-58.873.464,36	-46.320.502,27	-4.878.861,66	-110.072.828,29
-41.654.536,66	-15.237.901,01	-87.257.824,88	-144.150.262,55
272.171.067,26	46.211.249,81	-194.344.843,49	124.037.473,58
102.212.642,72	8.833.155,57	9.896.543,33	120.942.341,62
-16.345.708,00	-18.818.997,00	-15.431.716,41	-50.596.421,41
85.866.934,72	-9.985.841,43	-5.535.173,08	70.345.920,21
-18.740.484,48	-17.659.114,57	36.399.599,05	0,00
339.297.517,50	18.566.293,81	-163.480.417,52	194.383.393,79
1.396.496,76	76.416,03	-5.410.332,32	-3.937.419,53
340.694.014,26	18.642.709,84	-168.890.749,84	190.445.974,26

BESTÄTIGUNGSVERMERK

BERICHT ZUM JAHRESABSCHLUSS

Prüfungsurteil

Wir haben den Jahresabschluss der

TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG, Innsbruck,

bestehend aus der Bilanz zum 31. Dezember 2023, der Gewinn- und Verlustrechnung für das an diesem Stichtag endende Geschäftsjahr sowie dem Anhang, geprüft.

Nach unserer Beurteilung entspricht der beigefügte Jahresabschluss den gesetzlichen Vorschriften und vermittelt ein möglichst getreues Bild der Vermögens- und Finanzlage zum 31. Dezember 2023 sowie der Ertragslage der Gesellschaft für das an diesem Stichtag endende Geschäftsjahr in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften und dem Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010.

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 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 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 Unternehmens-tätigkeit 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 dem für die Abschlussprüfung relevanten internen Kontrollsystem, um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den gegebenen Umständen angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit des internen Kontrollsystems 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 im internen Kontrollsystem, 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 beigefügte 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, 05. April 2024

Deloitte Audit Wirtschaftsprüfungs GmbH

Mag. Gerhard Marterbauer
Wirtschaftsprüfer

BESTÄTIGUNGSVERMERK

BERICHT ZUM KONZERNABSCHLUSS

Prüfungsurteil

Wir haben den Konzernabschluss der

TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG, Innsbruck,

und ihrer Tochterunternehmen (der Konzern), bestehend aus der Konzernbilanz zum 31. Dezember 2023, 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 beigefügte Konzernabschluss den gesetzlichen Vorschriften und vermittelt ein möglichst getreues Bild der Vermögens- und Finanzlage zum 31. Dezember 2023 sowie der Ertragslage und der Zahlungsströme des Konzerns für das an diesem Stichtag endende Geschäftsjahr in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften, dem Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 und dem Gaswirtschaftsgesetz 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 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 und dem Gaswirtschaftsgesetz 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 Unternehmens-tätigkeit 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 dem für die Abschlussprüfung relevanten internen Kontrollsystem, um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den gegebenen Umständen angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit des internen Kontrollsystems 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 erlangen ausreichende geeignete Prüfungsnachweise zu den Finanzinformationen der Einheiten oder Geschäftstätigkeiten innerhalb des Konzerns, um ein Prüfungsurteil zum Konzernabschluss abzugeben. Wir sind verantwortlich für die Anleitung, Überwachung und Durchführung der Konzernabschlussprüfung. 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 im internen Kontrollsystem, 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 beigefügte 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, 05. April 2024

Deloitte Audit Wirtschaftsprüfungs GmbH

Mag. Gerhard Marterbauer
Wirtschaftsprüfer

STROMKENNZEICHNUNG GEMÄSS §§ 78 UND 79 EIWOG 2010 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	4.026.509.322	95,02	100,00	96,16	93,82
Windenergie	122.580.026	2,88	0,00	2,88	3,56
Sonnenenergie	76.089.762	1,80	0,00	0,66	2,27
Erneuerbare Gase (Bio-, Deponie- und Klärgas)	3.404.860	0,09	0,00	0,09	0,10
Biomasse (fest, flüssig und Abfall mit hohem biogenen Anteil)	8.741.996	0,21	0,00	0,21	0,25
Geothermische Energie	365	0,00	0,00	0,00	0,00
SUMME der abgegebenen Strommengen	4.237.326.331	100,00	100,00	100,00	100,00

Ursprungsland der Herkunftsnachweise	%	%	%	%
Österreich	82,60	100,00	100,00	77,66
Norwegen	17,40	0,00	0,00	22,34
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	82,60	100,00	100,00	77,66
Herkunftsnachweise	17,40	0,00	0,00	22,34
SUMME	100,00	100,00	100,00	100,00

PRÜFUNGSFESTSTELLUNGEN UND BESTÄTIGUNG

Wir haben die Prüfung der Stromkennzeichnung für das Kalenderjahr 2023 der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG (der „Gesellschaft“), Innsbruck, durchgeführt.

Aufgrund der bei unserer Prüfung gewonnenen Erkenntnisse und Nachweise wurde die Stromkennzeichnung für das Kalenderjahr 2023 der Gesellschaft nach unserer Beurteilung in Übereinstimmung mit den §§ 78 und 79 des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes 2010 (EIWOG 2010) iVm der Stromkennzeichnungsverordnung 2022 (KenV 2022) sowie der „Leitlinie zum

gemeinsamen Handel von Strom und Herkunftsnachweisen“ der E-Control vom Oktober 2023 aufgestellt.

Wien, 04. April 2024

Deloitte Audit Wirtschaftsprüfungs GmbH

Mag. Gerhard Marterbauer
Wirtschaftsprüfer

Mag. Christof Wolf
Wirtschaftsprüfer

STROMKENNZEICHNUNG GEMÄSS §§ 78 UND 79 EIWOG 2010 SOWIE KENV 2022 (ÖKOENERGIE TIROL GMBH)

Ergebnis der Stromkennzeichnungsdokumentation	Ökoenergie Tirol GmbH	
	kWh	%
Wasserkraft	80.463.383	87,03
Sonnenenergie	8.958.272	9,69
Windenergie	2.764.700	2,99
Erneuerbare Gase (Bio-, Deponie- und Klärgas)	73.634	0,08
Biomasse (fest, flüssig und Abfall mit hohem biogenen Anteil)	196.736	0,21
Geothermische Energie	8	0,00
SUMME der abgegebenen Strommengen	92.456.733	100,00

Ursprungsland der Herkunftsnachweise	%
Österreich	100,00
Ausland	0,00
SUMME der Ursprungsländer	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 2023 der Ökoenergie Tirol GmbH (der „Gesellschaft“), Innsbruck, durchgeführt.

Aufgrund der bei unserer Prüfung gewonnenen Erkenntnisse und Nachweise wurde die Stromkennzeichnung für das Kalenderjahr 2023 der Gesellschaft nach unserer Beurteilung in Übereinstimmung mit den §§ 78 und 79 des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes 2010 (EIWOG 2010) iVm der Stromkennzeichnungsverordnung 2022 (KenV 2022) sowie der „Leitlinie zum

gemeinsamen Handel von Strom und Herkunftsnachweisen“ der E-Control vom Oktober 2023 aufgestellt.

Wien, 04. April 2024

Deloitte Audit Wirtschaftsprüfungs GmbH

Mag. Gerhard Marterbauer
Wirtschaftsprüfer

Mag. Christof Wolf
Wirtschaftsprüfer

GASKENZEICHNUNG GEMÄSS § 130 GWG 2011 UND G-KENV 2023 (TIGAS-WÄRME TIROL GMBH)

Ergebnis der Gaskennzeichnungsdokumentation	TIGAS-Wärme Tirol GmbH			
	Versorger		Produkte	
	kWh	%	Biomethan %	TIGAS-Wärme %
Erneuerbare Gase (Biomethan)	4.893.389	0,13	100,00	0,00
Erdgas unbekannter Herkunft	3.785.635.836	99,87	0,00	100,00
SUMME der abgegebenen Gasmengen	3.790.529.225	100,00	100,00	100,00

Umweltauswirkungen				
CO ₂ -Emissionen (g/kWh)		200,74	0,00	201,00
Radioaktiver Abfall (mg/kWh)		0,00	0,00	0,00

PRÜFUNGSFESTSTELLUNGEN UND BESTÄTIGUNG

Wir haben die Prüfung der Gaskennzeichnung für das Kalenderjahr 2023 der TIGAS-Wärme Tirol GmbH (der „Gesellschaft“), Innsbruck, durchgeführt.

Aufgrund der bei unserer Prüfung gewonnenen Erkenntnisse und Nachweise wurde die Gaskennzeichnung für das Kalenderjahr 2023 der Gesellschaft nach unserer Beurteilung in Übereinstimmung mit § 130 des Gaswirtschaftsgesetzes 2011 (GWG 2011) iVm der Gaskennzeichnungsverordnung 2023 (G-KenV 2023) aufgestellt.

Wien, 04. April 2024

Deloitte Audit Wirtschaftsprüfungs GmbH

Mag. Gerhard Marterbauer
Wirtschaftsprüfer

Mag. Christof Wolf
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,
Droneproject, Foto Karg, GKI GmbH, Google Earth, Ilvy Rodler, Martin Vandory

DRUCK

RWf Frömelt Hechenleitner Werbegesellschaft m.b.H. · 6111 Volders · www.rwf.at

Satz- und Druckfehler vorbehalten.

TIWAG-
Tiroler Wasserkraft AG
6020 Innsbruck
Eduard-Wallnöfer-Platz 2
www.tiwag.at

