

Aufbruch zur Klimaneutralität

Halbjahresfinanzbericht für den
Zeitraum 01.10.2023 – 31.03.2024

www.energieag.at/halbjahresfinanzbericht

Inhalt

3 | KONZERN-ÜBERSICHT

- 3 Kennzahlen
- 4 Vorwort des Vorstandes

7 | KONZERNLAGEBERICHT

- 7 Konzern
 - 7 Rahmenbedingungen
 - 11 Geschäftsverlauf im Konzern
 - 14 Risiko- und Chancenlage
 - 16 Leistungswirtschaftliche Kennzahlen
- 16 Segmente
 - 17 Segment Energie
 - 23 Segment Netz
 - 26 Segment Entsorgung
 - 29 Segment Tschechien
 - 31 Segment Holding & Services
 - 33 Ausblick

35 | KONZERNABSCHLUSS

- 35 Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung
- 36 Konzern-Gesamtergebnisrechnung
- 37 Konzernbilanz
- 39 Entwicklung des Konzerneigenkapitals
- 40 Konzern-Kapitalflussrechnung
- 41 Anhang
- 63 Erklärung des Vorstandes



Sämtliche Inhalte des Halbjahresfinanzberichts inklusive interaktiver Funktionen auch in der digitalen Version:

www.energieag.at/halbjahresfinanzbericht

Konzern-Übersicht

DIE ENERGIE AG OBERÖSTERREICH AUF EINEN BLICK

	Einheit	1. HJ 2023/ 2024	Entwicklung	1. HJ 2022/ 2023
Umsatz				
Segment Energie	Mio. EUR	1.451,7	-32,0%	2.136,0
Segment Netz	Mio. EUR	215,8	-6,3%	230,2
Segment Entsorgung	Mio. EUR	132,5	3,4%	128,1
Segment Tschechien	Mio. EUR	121,5	1,0%	120,3
Segment Holding & Services	Mio. EUR	13,9	-37,7%	22,3
Konzernumsatz	Mio. EUR	1.935,4	-26,6%	2.636,9
Ergebnis				
Operatives Ergebnis (EBIT)	Mio. EUR	143,6	157,3%	55,8
EBIT-Marge	%	7,4	252,4%	2,1
Ergebnis vor Steuern (EBT)	Mio. EUR	137,7	183,3%	48,6
Konzernergebnis	Mio. EUR	112,1	198,1%	37,6
		31.3.2024	Entwicklung	31.3.2023
Bilanz				
Bilanzsumme	Mio. EUR	3.899,4	-13,0%	4.480,4
Eigenkapital	Mio. EUR	1.702,0	15,7%	1.470,5
Eigenkapitalquote	%	43,6	32,9%	32,8
		1. HJ 2023/2024	Entwicklung	1. HJ 2022/2023
Operativer Cash Flow	Mio. EUR	-7,9	98,8%	-640,0
		1. HJ 2023/2024	Entwicklung	1. HJ 2022/2023
Mitarbeiter:innen (Durchschnitt)	FTE	4.722	1,7%	4.641

VORWORT DES VORSTANDES DER ENERGIE AG OBERÖSTERREICH



Im ersten Halbjahr des Geschäftsjahres 2023/2024 sah sich die Energie AG Oberösterreich mit einem anspruchsvollen energiewirtschaftlichen Umfeld konfrontiert, das maßgeblich von den geopolitischen Entwicklungen und abgeschwächten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Österreich beeinflusst wurde. Diese Rahmenbedingungen stellen eine Herausforderung, sowohl für die betriebliche Resilienz als auch für die Gestaltung einer nachhaltigen Energiezukunft, dar.

Die anhaltende Krise im Nahen Osten und der fortgesetzte Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine sowie die daraus resultierenden Turbulenzen auf den Energiemärkten, erforderten fortlaufende Beobachtung und Reaktion. Die Großhandelspreise für Strom, Gas und CO₂ sind gegenüber dem Vergleichszeitraum des Vorjahres gesunken. Der Markt verzeichnet aber weiter eine hohe Volatilität, die flexible und vorausschauende Maßnahmen notwendig machte.

Im Berichtszeitraum ist ein deutlicher Anstieg der Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen zu verzeichnen. Die Stromproduktion aus Wasserkraft aus eigenen Kraftwerken und Bezugsrechten, welche sich um 22,5 % gegenüber dem Vergleichszeitraum des Vorjahres erhöht hat, ist eine direkte Folge der stärkeren Wasserführung.

In Reaktion auf die dynamischen Marktbedingungen und die sich ändernden Kundenbedürfnisse, wurde weiter in Produkte mit Fokus auf Dekarbonisierung investiert und das Angebot für unsere Kund:innen in den Bereichen Photovoltaik und Elektromobilität erweitert. Maßgeschneiderte Power Purchase Agreements (PPA) und PV-Contracting-Angebote sind Beispiele für die Bemühungen, innovative Lösungen anzubieten, die sowohl dem veränderten Verbraucherverhalten gerecht werden als auch unsere Rolle als zuverlässiger Energieversorger unterstreichen.

„Das erste Halbjahr des Geschäftsjahres 2023/2024 war durch ein anspruchsvolles energiewirtschaftliches Umfeld gekennzeichnet, das von geopolitischen Entwicklungen und abgeschwächten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen beeinflusst wurde. Trotz dieser Herausforderungen haben wir den Ausbau erneuerbarer Energien und Investitionen in unsere Netzinfrastruktur konsequent vorangetrieben, um unsere Energieversorgung nachhaltiger und widerstandsfähiger zu gestalten und unseren Beitrag zu einer fossilfreien Zukunft zu leisten.“

CEO Leonhard Schitter

Zahlreiche legislative Neuerungen, wie etwa die Gebäudeeffizienz-Richtlinie oder die Novelle des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes gaben zusätzliche Impulse, unsere Projekte zur Förderung der Energieeffizienz zu vertiefen. Es wurden Maßnahmen zur Reduktion von Emissionen sowie zum Ausbau der Netzinfrastruktur eingeleitet. Diese schließen unter anderem die Erweiterung der Kapazitäten zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen sowie die Verbesserung der Energieeffizienz bestehender Anlagen ein. Der Fokus liegt dabei auf der Implementierung fortschrittlicher Technologien und Prozesse, um das Engagement für den Klimaschutz weiter zu verstärken und aktiv zur Erreichung der Unternehmensziele sowie der globalen und europäischen Klimaziele beizutragen.

Auch das Voranschreiten des konzernweiten Strategiprojekts „LOOP“ zeigt deutlich, wie das Unternehmen die Energiewende und die digitale Transformation aktiv gestaltet. Mit dem Baubeginn des Pumpspeicherkraftwerks Ebensee und der Beteiligung an der slowenischen Projektgesellschaft AAE Gamit, die auf Windkraft- und Photovoltaikprojekte spezialisiert ist, werden die geplanten Initiativen konsequent umgesetzt. Darüber hinaus stärkt die neue Einheit „Konzern-Innovation“, die seit Oktober 2023 besteht, die Wettbewerbsfähigkeit durch die Weiterentwicklung des konzernweiten Innovationsmanagements. Die Zusammenlegung der Telekommunikations- und IT-Aktivitäten unter dem Dach der neu entstandenen Gesellschaft Energie AG Oberösterreich Services und Digital Solutions GmbH zielt darauf ab, Synergien verstärkt zu nutzen und die Servicequalität an der Schnittstelle zu den Kund:innen durch automatisierte digitale Lösungen zu verbessern.

Die Versorgungssicherheit bleibt ein strategischer Schwerpunkt der Energie AG Oberösterreich. Aufgrund der zunehmenden Herausforderungen durch Witterungsereignisse und steigende Anforderungen wurden die Investitionen in die Automatisierung der Netzinfrastruktur intensiviert. Zusätzlich wurden die Strategien für das Krisen- und Notfallmanagement überarbeitet und erweitert, um die Resilienz der kritischen Infrastruktur zu erhöhen und eine zuverlässige Energieversorgung auch unter extremen Wetterereignissen zu sichern.

„Der Begriff ‚Energiewende‘ steht für eine einschneidende Veränderung, einen Wandel in Richtung der Entwicklung eines nachhaltigen Energiesystems. Die ökonomischen Herausforderungen – insbesondere für Energieversorger – werden in diesem Transformationsprozess enorm sein. Stabile wirtschaftliche Ergebnisse – wie das vorliegende Halbjahresergebnis des Energie AG-Konzerns – sowie die kontinuierliche Aufrechterhaltung einer soliden Finanzstruktur sind grundlegende Voraussetzungen, um die Investitionen zur Umsetzung der Energiewende zu finanzieren.“

CFO Andreas Kolar

Im Berichtszeitraum wurde Dipl.-Ing. Alexander Kirchner MBA als CTO bestellt, nachdem Dipl.-Ing. Stefan Stallinger MBA aus dem Vorstand der Energie AG Oberösterreich ausgeschieden ist. Dipl.-Ing. Kirchner MBA wird seine Funktion als Technikvorstand am 01.08.2024 antreten.

Auch die Digitalisierung und Customer Experience bilden einen zentralen Pfeiler der Unternehmensstrategie zur Optimierung der Betriebseffizienz und zur Verbesserung unseres Kundenservices. Durch verstärkte Nutzung von Datenanalytik und künstlicher Intelligenz werden die Betriebsprozesse weiter optimiert und maßgeschneiderte Energielösungen entwickelt. Diese digitalen Initiativen sind entscheidend, um die Zuverlässigkeit der Versorgung zu erhöhen und die Interaktion mit unseren Kund:innen zu verbessern, was letztendlich zu einer höheren Kundenzufriedenheit und einer stärkeren Kundenbindung führt.

In Summe zeigen diese Entwicklungen das Engagement der Energie AG Oberösterreich, sich als verantwortungsbewusstes und innovatives Unternehmen zu behaupten und auf die Herausforderungen der Energiewende zu reagieren. Die strategischen Entscheidungen und Investitionen sind darauf ausgerichtet, die Position des Unternehmens in einem sich schnell wandelnden Marktumfeld zu stärken.

Ein abschließender Dank gilt insbesondere den Mitarbeiter:innen sowie allen Stakeholdern und Partner:innen für ihre kontinuierliche Unterstützung und ihr Engagement, die maßgeblich zum Erfolg der Energie AG Oberösterreich beitragen.

Linz, am 29. Mai 2024

Der Vorstand der Energie AG Oberösterreich



Dr. Leonhard Schitter
Vorsitzender des Vorstands
CEO



Dr. Andreas Kolar
Mitglied des Vorstands
CFO

Konzernlagebericht 1. Halbjahr 2023/2024 der Energie AG Oberösterreich ¹⁾

KONZERN

I RAHMENBEDINGUNGEN

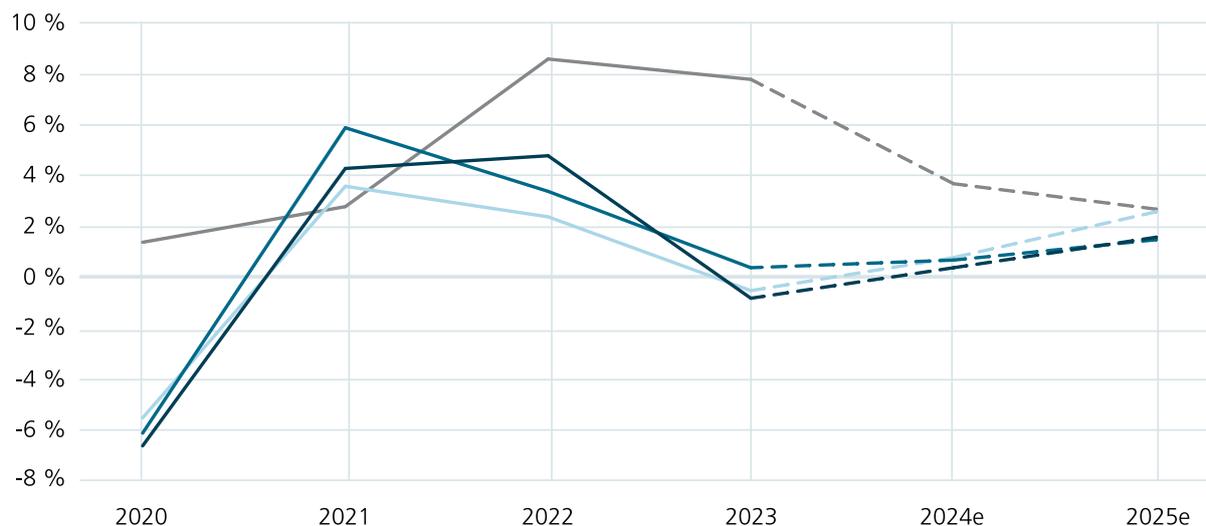
Volkswirtschaftliche Rahmenbedingungen ²⁾

Das **erste Halbjahr des Geschäftsjahres 2023/2024 (01.10.2023 bis 31.03.2024)** der Energie AG Oberösterreich (Energie AG) war aufgrund der hohen Zinssätze, der nur langsam sinkenden Inflation und der schwachen Investitionsnachfrage von einer moderaten konjunkturellen Entwicklung geprägt.

Wirtschaftswachstum und Inflation

Veränderung zum Vorjahr; real in %

Quellen: IHS, IWF, WIFO



■ BIP-Wachstum Österreich ■ BIP-Wachstum Euroraum (20) ■ BIP-Wachstum Tschechien ■ Inflation Österreich
e = expected; Prognosewerte

Das Institut für Höhere Studien (IHS), das Institut für Wirtschaftsforschung (WIFO) sowie der Internationale Währungsfonds (IWF) verzeichneten für den **Euroraum** im Jahr 2023 ein Wirtschaftswachstum von +0,4 % (Vorjahr: +3,4 %).

¹⁾ Der vorliegende Konzernlagebericht wurde entsprechend den Vorgaben des § 267 Unternehmensgesetzbuch (UGB) erstellt und bezieht sich auf den IFRS-Konzernabschluss der Energie AG Oberösterreich im Sinne des § 245a UGB.

²⁾ Quellen: IHS (Institut für Höhere Studien): [Frühlingsprognose der österreichischen Wirtschaft 2024–2025](#), 03.04.2024. IWF (Internationaler Währungsfonds): [World Economic Outlook Database: April 2024 \(imf.org\)](#), 17.04.2024. WIFO (Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung): [WIFO-Wirtschaftsdaten](#), 03.04.2024.

In **Österreich** ergab sich für das Jahr 2023 ein rückläufiges Wirtschaftswachstum von -0,8 %, während dieses im Vorjahr bei +4,8 % lag. Der Rückgang war vor allem in der hohen Inflation, der wirtschaftlichen Stagnation im Euroraum und den gestiegenen Zinsen begründet. In der zweiten Hälfte des Berichtszeitraums konnte ein verhaltenes Wachstum der Wirtschaftsleistung gegenüber der ersten Hälfte verzeichnet werden. Die Inflationsrate betrug im Jahr 2023 7,8 % (Vorjahr: 8,6 %). Die heimische Wirtschaft ist schwach in das Kalenderjahr 2024 gestartet, soll aber nach Einschätzung der Wirtschaftsforschungsinstitute aufgrund einer Aufhellung der Konjunktur im Euroraum und einer anziehenden Konsumnachfrage der privaten Haushalte in der zweiten Jahreshälfte auf einen gemäßigten Wachstumskurs einschwenken.

Im für die Energie AG relevanten Markt **Tschechien** war im Kalenderjahr 2023 ebenfalls ein negatives BIP-Wachstum in Höhe von -0,5 % zu verzeichnen (Vorjahr: +2,4 %).

Energie- und klimapolitisches Umfeld

Im Berichtszeitraum war die EU-Energiepolitik erneut wesentlich davon geprägt, eine Abfederung der Energiepreise zu erreichen sowie Aktivitäten zur Reduzierung der Energieimportabhängigkeit im Zusammenhang mit dem Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine zu implementieren. Es wurden daher im Dezember 2023 **drei EU-Notfallverordnungen**, die im Kontext der Energiekrise im Dezember 2022 verabschiedet wurden, jeweils um ein Jahr verlängert.

Auf EU-Ebene ist im Oktober 2023 eine umfassende Novelle der bestehenden **Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED III)** beschlossen worden, die am 20.11.2023 in Kraft trat. Mit der RED III werden die Ziele für den Erneuerbaren-Ausbau in der EU bis 2030 von 32,0 % auf 42,5 % erhöht. Ein besonderes Augenmerk wird auf eine verstärkte Energieraumplanung und Verfahrensbeschleunigung gelegt.

Mit der Einigung zum **EU-Gaspaket** im Dezember 2023 konnte ein horizontales Unbundling zwischen Erdgas- und Wasserstoffnetzbetreibern weitgehend verhindert werden, da es grundsätzlich nur für Fernleitungsnetzbetreiber gelten wird. Die De-minimis-Ausnahme für die vertikale Entflechtung von Verteilnetzbetreibern gilt, wenn Wasserstoff und Erdgas zusammen 100.000 Anschlussstellen nicht übersteigen. Durch eine neue, unabhängige EU-Einrichtung für Wasserstoffnetzbetreiber wird künftig die Förderung einer EU-weiten Wasserstoffinfrastruktur, die grenzüberschreitende Koordinierung sowie der Aufbau von Verbindungsleitungen vorangetrieben.

Im Bereich der Klimapolitik hat die EU-Kommission im Februar 2024 ein **Treibhausgas-(THG-)Zwischenziel** auf dem Weg zur Klimaneutralität bis 2050 vorgestellt. Der Ausstoß von THG soll **bis 2040 um 90,0 % niedriger** sein als im Jahr 1990.

Auch die im März 2024 im EU-Parlament beschlossene **Gebäudeeffizienz-Richtlinie** soll im Sinne des Green Deal zu einer CO₂-Reduktion im Gebäudebereich beitragen, welcher laut EU-Kommission für 36,0 % aller Treibhausgasemissionen in der EU verantwortlich ist. Die Richtlinie sieht vor, dass bis spätestens 2030 alle neuen Gebäude in der EU emissionsfrei sein sollen. Bis 2040 soll ein vollständiger Ausstieg aus Heizsystemen mit fossilen Brennstoffen umgesetzt werden. Darüber hinaus sollen die EU-Mitgliedstaaten dazu verpflichtet werden, Nicht-Wohngebäude mit der schlechtesten Energieeffizienzklasse zu sanieren. Zum Vorantreiben der Energiewende ist in neuen Gebäuden ein E-Ladepunkt und ab 2030 eine Solaranlage verpflichtend vorzusehen.

Die Reform des zukünftigen **europäischen Strommarktdesigns** wurde im März 2024 noch nicht final abgeschlossen, da die Verabschiedung der Trilogieeinigung und die Veröffentlichung im EU-Amtsblatt noch ausständig sind. Das neue Strommarktdesign wird neben einer

Verordnung auch durch die Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie umgesetzt, womit es einer nationalen Umsetzung bedarf.

Angesichts der nach wie vor bestehenden Unsicherheit in Bezug auf Erdgaslieferungen aus Russland nach Österreich erfolgte im Oktober 2023 im Nationalratsplenum die Beschlussfassung einer **Gaswirtschaftsgesetz-(GWG-) und Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz-(EIWOG-)Novelle**. Damit soll die Geltungsdauer der strategischen Gasreserve des Bundes bis 01.04.2026 verlängert werden. Durch die Vorhaltung von Gasreserven wird für geschützte Kund:innen ab 01.10.2024 bis 30.09.2026 die Gasversorgung von jeweils 01. Oktober bis 01. März für bis zu 45 Tage gewährleistet sein.

Auch für die Stromerzeugung aus Erdgas sind im EIWOG analog zum GWG Regelungen vorgesehen. Des Weiteren wurden im GWG Regelungen beschlossen, die zu mehr Preistransparenz und einer Stärkung des Wettbewerbs führen sollen.

Eine Novelle des **Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes** im Dezember 2023 regelt eine Mehrwertsteuerbefreiung bis Ende 2026 für kleine Photovoltaik-(PV-)Anlagen bis zu einer Höchstleistung von 35 kW_p. Die Verlängerung von Inbetriebnahmefristen für Wind- und Wasserkraftanlagen, Änderungen durch die Allgemeine Gruppenfreistellungs-Verordnung und ein Aussetzen der Erneuerbaren-Förderpauschale sowie des Erneuerbaren-Förderbeitrags für 2024 wurden ebenso festgelegt. Durch eine weitere Novelle im März 2024 wurde klargestellt, dass umsatzsteuerbefreite Unternehmen, die nicht von der Steuerbefreiung profitieren, weiterhin eine Förderung erhalten können.

Das mit 30.06.2024 auslaufende **Stromkostenzuschussgesetz** wurde per Parlamentsbeschluss im Dezember 2023 um ein halbes Jahr bis Ende 2024 verlängert. Aufgrund der gefallenen Strompreise erfolgte eine Anpassung der Obergrenze von ct 40/kWh auf ct 25/kWh, bis zu der eine Entlastung durch den Bund für einen Verbrauch von bis zu 2.900 kWh durchgeführt wird.

Darüber hinaus führte im Dezember 2023 eine Novelle des **Emissionszertifikatgesetzes** zu einer rechtlichen Umsetzung der Revision der Emissionshandelsrichtlinie, wodurch der verwaltungsrechtliche Rahmen für die nationale Umsetzung des EU-Emissionshandelssystems (EHS) 2 geschaffen wurde. Anlagen, die Siedlungsabfälle verbrennen, werden in das EHS-Berichtswesen aufgenommen.

Zur vollständigen Umsetzung der Strombinnenmarktrichtlinie besteht beim **Elektrizitätswirtschaftsgesetz** im Bereich des Energiewirtschaftsrechts Handlungsbedarf. Das entsprechende Begutachtungsverfahren wurde im Jänner 2024 gestartet. Eine Beschlussfassung im Parlament soll bis Sommer 2024 stattfinden.

Das **Erneuerbare-Gas-Gesetz** wurde im Februar 2024 im Ministerrat beschlossen und als Regierungsvorlage an das Parlament übermittelt. Als zentrale Änderung gegenüber dem Begutachtungsentwurf wurde eine Reduktion der Ausgleichszahlungen bei Nichterfüllung der Versorgungsquoten von ct 20/kWh auf ct 15/kWh vorgesehen. Weiters wurde eine Bestimmung inkludiert, die es den Versorgern erlaubt, die Mehrkosten in der Beschaffung aufgrund der Substitutionsverpflichtung an die Kund:innen weiterzuerrechnen.

Das auf einer EU-Notfall-Verordnung für Erlösabschöpfungen basierende **Bundesgesetz über den Energiekrisenbeitrag-Strom**, welches mit Ende 2023 ausgelaufen ist, wurde im Februar 2024 durch Beschluss im Parlament um ein Jahr verlängert. Im Zuge dessen erfolgte eine Ausweitung des Absatzbetrags, womit dem massiven Investitionsbedarf der Versorger in die Energiewende seitens des Gesetzgebers Rechnung getragen wurde.

Ende Februar 2024 trat das **Erneuerbare-Wärme-Gesetz** in Kraft. Das damit vorgesehene gesetzliche Einbauverbot gilt für sämtliche fossile Heizungsanlagen in Neubauten. Seit

01.01.2024 wird in Bestandsgebäuden mit erhöhten Förderungen der Umstieg auf alternative Heizsysteme mit durchschnittlich 75,0 % der Investitionskosten gefördert.

Im März 2024 wurden die Begleitverordnung zur Vergabe von **Marktprämien** zur Förderung von größeren erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen bis Ende 2025 sowie die Verordnung für Investitionszuschüsse für das Jahr 2024 erlassen. Die Förderung für PV wurde aufgrund des Preisverfalls reduziert, wobei andere Technologien eine inflationsbedingte Erhöhung erfuhrten.

Für das **Wasserstoffförderungsgesetz** wurde ein Begutachtungsverfahren mit Stellungnahmefrist bis 25.03.2024 eingeleitet. Damit wird die Grundlage für eine Beteiligung Österreichs an den Auktionen des Innovationsfonds für die Europäische Wasserstoffbank geschaffen.

I GESCHÄFTSVERLAUF IM KONZERN

Vermögens-, Finanz- und Ertragslage ¹⁾

Konzernübersicht

	Einheit	1. HJ 2023/2024	1. HJ 2022/2023	Entwicklung
Umsatzerlöse ¹⁾	Mio. EUR	1.935,4	2.636,9	-26,6 %
Operatives Ergebnis (EBIT)	Mio. EUR	143,6	55,8	>100 %
EBIT-Marge ¹⁾	%	7,4	2,1	>100 %
Finanzergebnis	Mio. EUR	-5,9	-7,3	19,2 %
Ergebnis vor Steuern	Mio. EUR	137,7	48,6	>100 %
Investitionen in Sachanlagen und immaterielles Vermögen	Mio. EUR	103,4	70,7	46,3 %
Cashflow aus dem operativen Bereich	Mio. EUR	-7,9	-640,0	98,8 %
Cashflow aus dem Investitionsbereich	Mio. EUR	10,7	-43,0	>100 %
Cashflow aus dem Finanzierungsbereich	Mio. EUR	-70,8	-72,7	2,6 %

¹⁾ Vorjahreswert angepasst

Im ersten Halbjahr des Geschäftsjahres 2023/2024 erwirtschaftete der Energie AG-Konzern **Umsatzerlöse** in Höhe von EUR 1.935,4 Mio. (Vorjahr: EUR 2.636,9 Mio.). Der Rückgang der Umsatzerlöse betraf vor allem das Segment Energie und war hauptsächlich auf die stagnierende Entwicklung im Strom- und Gasabsatz sowie Rückgänge bei der Bewirtschaftung der Gasspeicher und des Stromportfolios zurückzuführen.

Das **operative Ergebnis (EBIT)** konnte von EUR 55,8 Mio. im ersten Halbjahr 2022/2023 um EUR 87,8 Mio. auf EUR 143,6 Mio. im Berichtszeitraum gesteigert werden. Der Anstieg des operativen Ergebnisses betraf insbesondere das Segment Energie.

Durch die im Vergleichszeitraum des Vorjahres höheren Erzeugungsmengen aus eigenen Wasserkraftwerken und Bezugsrechten aus Wasserkraft sowie höhere Vermarktungspreise im Erzeugungsbereich konnte beim **Segment Energie** trotz rückläufiger Absatzmengen und -preise im Vertrieb ein Anstieg des operativen Ergebnisses von EUR 17,2 Mio. im ersten Halbjahr des Geschäftsjahres 2022/2023 auf EUR 87,3 Mio. im Berichtszeitraum verzeichnet werden.

Das **Segment Netz** erwirtschaftete bei Umsatzerlösen in Höhe von EUR 225,4 Mio. (Vorjahr: EUR 238,3 Mio.) ein EBIT von EUR 20,2 Mio. (Vorjahr: 26,6 Mio.). Der Rückgang des operativen Ergebnisses resultiert vor allem aus niedrigeren transportierten Strom- und Gasmengen sowie höheren Personalkosten.

Im **Segment Entsorgung** waren höhere Metall- und Altpapierumsätze sowie höhere Fernwärme- und Stromerlöse für den Zuwachs des Ergebnisses von EUR 21,2 Mio. im ersten Halbjahr 2022/2023 auf EUR 22,0 Mio. im Berichtszeitraum verantwortlich.

Im **Segment Tschechien** konnte ein EBIT in Höhe von EUR 7,8 Mio. (Vorjahr: EUR 4,8 Mio.) erwirtschaftet werden. Das höhere operative Ergebnis ist vor allem auf die niedrigeren Kosten für den Bezug von Strom und Gas im Berichtszeitraum gegenüber dem Geschäftsjahr 2022/2023 zurückzuführen.

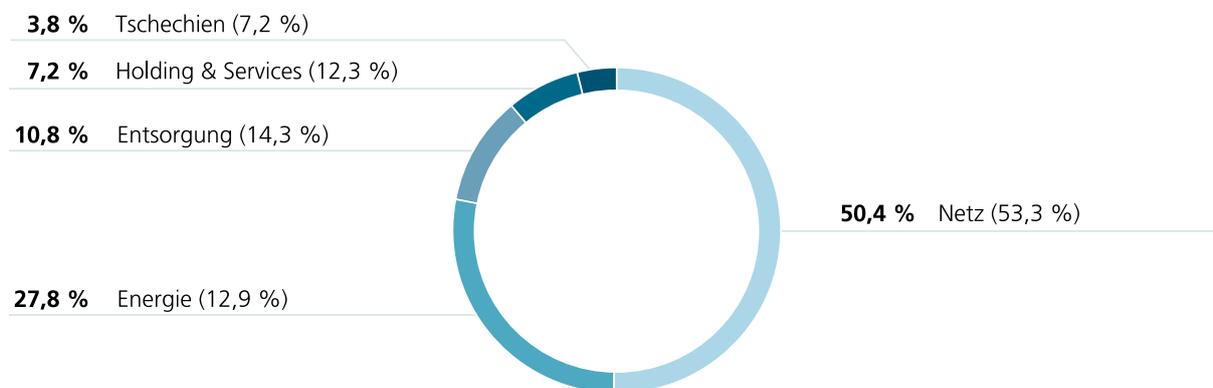
Das Segment **Holding & Services** wies im ersten Halbjahr 2023/2024 ein EBIT in Höhe von EUR 6,3 Mio. (Vorjahr: EUR -14,0 Mio.) aus. Die Erhöhung des operativen Ergebnisses

¹⁾ Hinsichtlich der Herleitung der finanziellen Leistungsindikatoren und der Berechnungsmethoden wird neben den Erläuterungen im Konzernlagebericht auf die entsprechenden Ausführungen im [Konzernhalbjahresabschluss](#) Seite 35 verwiesen.

resultiert vor allem aus den im Berichtszeitraum höheren Ergebnisbeiträgen der at equity-bewerteten Gesellschaften gegenüber dem Vergleichszeitraum des Vorjahres sowie aus Liegenschaftsveräußerungen.

Investitionen in immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagevermögen nach Segmenten

1. HJ 2023/2024; Vorjahreswerte in Klammern



Die **Investitionen** in immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen betragen in der Berichtsperiode EUR 103,4 Mio. (Vorjahr: EUR 70,7 Mio.). Der größte Anteil daran entfiel mit 50,4 % auf das Segment Netz.

Das **Finanzergebnis** betrug im Berichtszeitraum EUR -5,9 Mio. (Vorjahr: EUR -7,3 Mio.). Diese Entwicklung resultiert vor allem aus positiven Bewertungsergebnissen von Anteilen an Investmentfonds.

Die **Finanzverbindlichkeiten** haben sich im ersten Halbjahr 2023/2024 im kurz- und langfristigen Bereich gegenüber dem Stichtag 30.09.2023 um EUR 25,7 Mio. auf EUR 612,7 Mio. (Stand per 31.03.2024) reduziert. Aufgrund der Fälligkeit der Anleihe 2005 – 2025 im März 2025 in Höhe von EUR 300,0 Mio. wurde diese nunmehr in den kurzfristigen Finanzverbindlichkeiten ausgewiesen.

Im Berichtszeitraum verbesserte sich der **operative Cashflow** auf EUR -7,9 Mio. gegenüber EUR -640,0 Mio. im Vorjahr. Der Anstieg resultiert vor allem auf die im Vergleich zum Vorjahr deutlich niedrigeren Zahlungen aus Sicherungsgeschäften.

Externes Rating der Energie AG erneut bestätigt

Die exzellente Kreditwürdigkeit der Energie AG wurde im März 2024 durch S&P Global Ratings erneut mit dem Gütesiegel 'A' ausgezeichnet. Die Rating-Agentur würdigt mit dieser Auszeichnung die erfolgreiche Geschäftsentwicklung des Konzerns sowie dessen solide finanzwirtschaftliche Leistungsfähigkeit. Die Energie AG verfügt nunmehr seit einem Vierteljahrhundert über ein Investment-Grade Rating und nimmt weiterhin eine Spitzenposition unter den europäischen Energieversorgern ein.

Das Management der Energie AG bleibt auch im Zuge der fortschreitenden Transformation in Richtung erneuerbare Energiezukunft weiterhin bestrebt, die hohe Bonität des Unternehmens aufrechtzuerhalten. Ein Investment-Grade-Rating ermöglicht die Umsetzung und Finanzierung von nachhaltigen Investitionsprojekten zu wirtschaftlich attraktiven Marktkonditionen mit österreichischen und internationalen Finanzpartnern.

Bestand an eigenen Anteilen

Die von der Energie AG zum Stichtag 30.09.2023 gehaltenen eigenen Aktien, welche aus den zwischenzeitlichen Rückkäufen von Mitarbeiteraktien resultierten, wurden durch Beschluss der Hauptversammlung am 19.12.2023 eingezogen. Das Grundkapital der Gesellschaft wurde entsprechend herabgesetzt. Zum 31.03.2024 wurden 608 Stück eigene Aktien gehalten.

Beziehungen zu nahestehenden Unternehmen und Personen

Hinsichtlich der im Berichtszeitraum getätigten Geschäfte der Energie AG mit nahestehenden Unternehmen und Personen wird auf die Angaben im [Anhang zum Konzernhalbjahresabschluss, Punkt 9. Beziehungen zu nahestehenden Unternehmen und Personen](#) > Seite 61 verwiesen.

Gesellschaftsrechtliche Veränderungen

Am 30.01.2024 übernahm die Energie AG Oberösterreich Erzeugung GmbH eine Beteiligung von 29,4 % an der slowenischen Projektgesellschaft AAE Gamit, družba za proizvodnjo električne energije, d.o.o. (AAE Gamit). Der Firmenbucheintrag erfolgte am 26.02.2024.

Im März 2024 hat die Gesellschaft Energie AG Bohemia s.r.o. weitere 8,06 % der Anteile (2.896 Stück Aktien) an der Aqua Servis, a.s. erworben. Der Beteiligungsanteil beträgt somit 74,06 % zum 31.03.2024.

Die Energie AG Oberösterreich Telekom GmbH (Telekom GmbH) und die Energie AG Oberösterreich Customer Services GmbH (Customer Services GmbH) wurden am 21.03.2024 rückwirkend zum 30.09.2023 auf die Energie AG Oberösterreich Business Services GmbH (Business Services GmbH) im Wege der Gesamtrechtsnachfolge verschmolzen. Die Business Services GmbH wurde in Folge auf Energie AG Oberösterreich Services und Digital Solutions GmbH (Services und Digital Solutions GmbH) umfirmiert.

Entwicklung des Personalstandes

Der durchschnittliche konsolidierte Personalstand im Konzern betrug im ersten Halbjahr des Geschäftsjahres 2023/2024 4.722 Full-Time Equivalent (FTE) und ist im Vergleich zum Durchschnitt des ersten Halbjahres 2022/2023 (4.641 FTE) um 1,7 % höher.

Personalstand ¹⁾

	Einheit	1. HJ 2023/2024	1. HJ 2022/2023	Entwicklung
Segment Energie	FTE	454	456	-0,4 %
Segment Netz	FTE	593	585	1,4 %
Segment Entsorgung	FTE	831	824	0,8 %
Segment Tschechien	FTE	1.747	1.722	1,5 %
Segment Holding & Services	FTE	1.097	1.054	4,1 %
Konzern gesamt	FTE	4.722	4.641	1,7 %

¹⁾ Halbjahresdurchschnitt der voll- und quotenkonsolidierten Gesellschaften

Wechsel in der Unternehmensleitung

Im Berichtszeitraum kam es zu einem Wechsel im Vorstand der Energie AG. Dipl.-Ing. Stefan Stallinger, MBA schied nach langjähriger Tätigkeit in der Energie AG mit 31.03.2024 aus dem Unternehmen aus. Sein Nachfolger in der Funktion des Technikvorstandes, Dipl.-Ing. Alexander Kirchner, MBA wurde am 21.03.2024 vom Aufsichtsrat der Energie AG mit Wirkung per 01.08.2024 bestellt.

Konzernweites Strategie- und Organisationsprojekt

Bereits im März 2023 wurde ein konzernweites Strategie- und Organisationsprojekt mit der Bezeichnung „LOOP“ initiiert. Mit diesem Projekt wurde die aktive Gestaltung der Energiewende hin zu einer nachhaltigen Energiezukunft eingeleitet. Im Berichtszeitraum befand sich das Projekt in der zweiten Projektphase, in welcher die Ableitung konkreter Maßnahmen und deren Implementierung im Fokus stand.

Einen bedeutenden Meilenstein stellte die Beteiligung an der slowenischen Projektgesellschaft AAE Gamit dar, die in Slowenien Windkraft- und PV-Projekte entwickeln wird. Ein weiterer wesentlicher Baustein für die Gestaltung der nachhaltigen Energiewende war der Baubeginn des Pumpspeicherkraftwerkes Ebensee im Oktober 2023. Mit seinen Flexibilitäts- und Speicherkapazitäten leistet dieses Projekt einen entscheidenden Beitrag zur Erhöhung der Versorgungssicherheit.

Durch die Implementierung der neuen Holdingeinheit „Konzern-Innovation“ am 01.10.2023 wurde eine weitere Maßnahme aus dem Strategieprojekt „LOOP“ realisiert und die Basis für die Weiterentwicklung eines konzernweiten Innovationsmanagements zur Stärkung der Innovationskraft der Energie AG geschaffen. Durch die organisatorische Zusammenlegung der Telekom GmbH, Business Services GmbH und Customer Services GmbH wurden die Weichen für die Realisierung einer weiteren wichtigen Maßnahme gestellt, um zukünftig Stärken und Synergien insbesondere im Telekommunikations- und IT-Bereich an der Schnittstelle zu den Kund:innen noch besser zu nutzen. Hierbei steht in der neu entstandenen Gesellschaft Services und Digital Solutions GmbH die Optimierung der Kundenprozesse im Fokus, indem durch voll digitalisierte Lösungen mit hohem Automatisierungsgrad die Servicequalität verbessert und Wartezeiten reduziert werden. Darüber hinaus wird durch die Bündelung der IT-Prozesse die konzernweite Digitalisierung vorangetrieben.

| RISIKO- UND CHANCENLAGE

In den vergangenen Monaten verzeichneten sowohl die Spot- als auch die Terminmärkte für Strom und Gas eine weitere Abwärtsbewegung in ihren Preisentwicklungen. Trotz der anhaltenden Spannungen hinsichtlich der energiewirtschaftlichen und -politischen Rahmenbedingungen konnte dadurch die Risikoposition der Energie AG im ersten Halbjahr des Geschäftsjahres 2023/2024 verringert werden.

Die klimatischen und klimapolitischen Entwicklungen und Rahmenbedingungen sowie kommende regulatorische Veränderungen haben Auswirkungen auf die Risiko- und Chancenlage der Energie AG. Das Unternehmen setzt sich intensiv mit diesen Themen auseinander, um die Risiken zu minimieren und Chancen aus diesen Entwicklungen nutzen zu können.

Aufgrund des vielfältigen und robusten Geschäftsportfolios sowie der hohen Widerstandsfähigkeit des Konzerns bleibt die Risikosituation weitgehend stabil. Die Energie AG verfolgt eine umfassende Risikomanagement-Strategie, die darauf ausgerichtet

ist, Chancen bestmöglich zu nutzen und potenzielle Risiken frühzeitig zu erkennen und zu minimieren. Im ersten Halbjahr des Geschäftsjahres 2023/2024 wurden keine Risiken identifiziert, die allein oder in ihrer Gesamtheit die Kontinuität des Unternehmens gefährden könnten.

Weitere Details zur Risiko- und Chancenlage siehe [Anhang zum Konzernhalbjahresabschluss, Punkt 8. Risikomanagement › Seite 55](#).

| LEISTUNGSWIRTSCHAFTLICHE KENNZAHLEN

Konzernübersicht

	Einheit	1. HJ 2023/2024	1. HJ 2022/2023	Entwicklung
Stromaufbringung	GWh	5.706	6.565	-13,1 %
Strombezug	GWh	4.064	5.042	-19,4 %
Stromeigenaufbringung	GWh	1.642	1.523	7,8 %
Wärmeleistungwerke	GWh	283	402	-29,6 %
Erneuerbare Energie	GWh	1.359	1.121	21,2 %
Eigene Wasserkraftwerke	GWh	600	481	24,7 %
Bezugsrechte aus Wasserkraft	GWh	656	544	20,6 %
Sonstige erneuerbare Energie (Photovoltaik, Wind, Biomasse)	GWh	103	96	7,3 %
Stromnetzabgabe Endkund:innen	GWh	3.827	4.017	-4,7 %
Stromabsatz Vertrieb	GWh	3.025	3.256	-7,1 %
Gasnetzabgabe Endkund:innen	GWh	9.571	9.699	-1,3 %
Gasabsatz Vertrieb	GWh	2.801	3.241	-13,6 %
Wärmeaufbringung	GWh	1.109	1.081	2,6 %
Wärmeabsatz	GWh	1.029	997	3,2 %
Gesamtmenge Abfälle umgeschlagen	1.000 t	736	755	-2,5 %
Thermisch verwertete Abfälle	1.000 t	279	302	-7,7 %
Fakturiertes Trinkwasser	Mio. m ³	29,0	28,7	1,0 %
Fakturiertes Abwasser	Mio. m ³	22,8	22,8	0,0 %
Transportiertes Internet-Datenvolumen	TB	77.833	53.310	46,0 %

Die in der nachfolgenden Segmentberichterstattung angegebenen leistungswirtschaftlichen Kennzahlen beziehen sich, soweit nicht anders angegeben, immer auf das jeweilige Segment.

SEGMENTE

Entsprechend der internen Berichterstattung und gemäß IFRS 8 „Geschäftssegmente“ wird im [Anhang zum Konzernhalbjahresabschluss, Punkt 6.](#)

[Segmentberichterstattung > Seite 45](#) über die Segmente Energie, Netz, Entsorgung, Tschechien sowie Holding & Services berichtet.

Segmentbezeichnung	Enthaltene Aktivitäten
Energie	Produktion, Handel und Vertrieb von Strom, Gas, Wärme und Telekommunikationsdienstleistungen
Netz	Errichtung und Betrieb des Strom- und Gasnetzes inkl. Metering Services
Entsorgung	Übernahme, Sortierung, thermische Verwertung von Abfall und Deponierung von Reststoffen
Tschechien	Versorgung mit Trinkwasser, Entsorgung von Abwasser sowie Wärmeversorgung in Tschechien
Holding & Services	Telekommunikation, Servicegesellschaften und Steuerungsfunktionen; at equity-einbezogene assoziierte Gesellschaften, welche nicht anderen Segmenten zugeordnet sind

SEGMENT ENERGIE

Segmentübersicht Energie

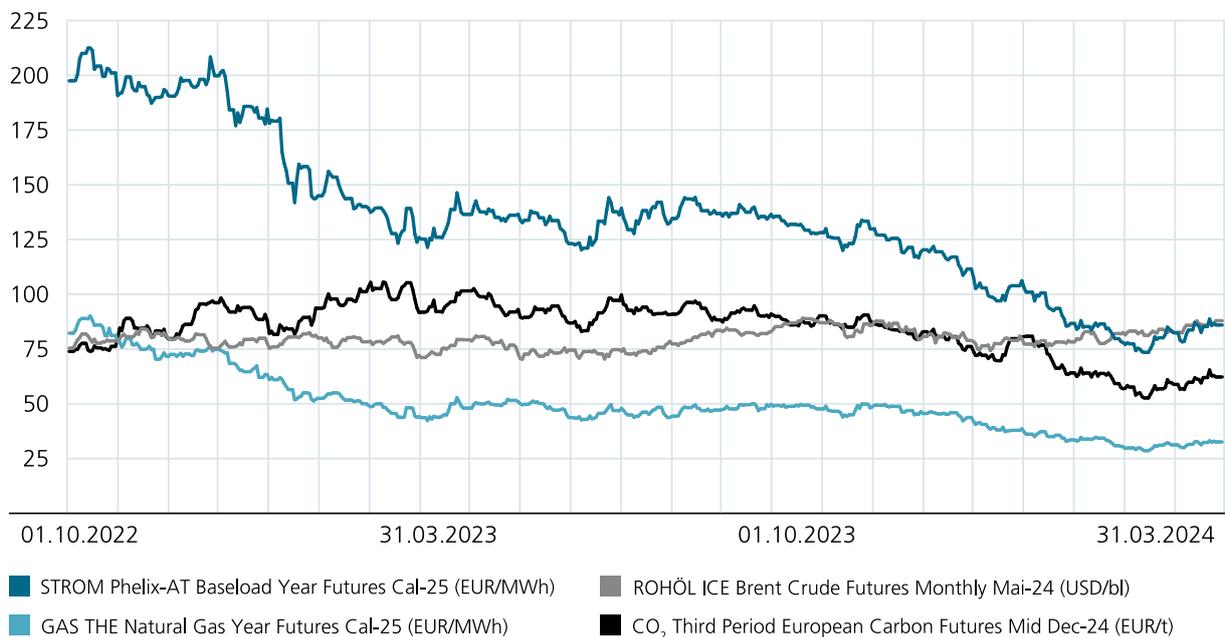
	Einheit	1. HJ 2023/2024	1. HJ 2022/2023	Entwicklung
Gesamtumsatz ¹⁾	Mio. EUR	1.461,6	2.140,3	-31,7 %
EBIT	Mio. EUR	87,3	17,2	>100 %
Investitionen in Sachanlagen und immaterielles Vermögen	Mio. EUR	28,8	9,1	>100 %
Mitarbeiter:innen Durchschnitt	FTE	454	456	-0,4 %
Stromaufbringung inkl. Fremdbezug	GWh	5.618	6.474	-13,2 %
Stromeigenaufbringung	GWh	1.554	1.432	8,5 %
Stromabsatz Vertrieb	GWh	3.025	3.256	-7,1 %
Gasabsatz Vertrieb	GWh	2.801	3.241	-13,6 %
Wärmeaufbringung	GWh	742	715	3,8 %
Wärmeabsatz	GWh	678	649	4,5 %

¹⁾ Vorjahreswert angepasst

ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN ¹⁾

Preisentwicklung auf internationalen Energiemärkten

Quellen: EEX, ICE



Die Terminmarktpreise für Strom zur Lieferung im Frontjahr 2025 in Österreich zeigten im ersten Halbjahr 2023/2024 einen kräftigen Abwärtstrend und sanken von EUR 122,8/MWh zu Beginn des Berichtszeitraums auf EUR 85,5/MWh zum Stichtag

¹⁾ Quellen: EEX (European Energy Exchange AG) Marktdaten: [Marktdaten \(eex.com\)](https://www.eex.com), 04.04.2024. ICE (Intercontinental Currency Exchange) Marktdaten: [Products - Futures & Options | ICE \(theice.com\)](https://www.theice.com), 04.04.2024.

28.03.2024. Der Durchschnittspreis im ersten Halbjahr des Geschäftsjahres 2023/2024 lag mit EUR 99,7/MWh rund 40,0 % unter dem Vergleichszeitraum des Vorjahres. Ursächlich für diese rückläufige Entwicklung waren vor allem gesunkene Gas- und CO₂-Preise. Auf dem Spotmarkt reduzierten sich die Strompreise in der ersten Geschäftsjahreshälfte 2023/2024 gegenüber dem Vergleichszeitraum des Vorjahres um mehr als die Hälfte. Der durchschnittliche European-Power-Exchange-(EPEX-)Spotpreis Base zur Lieferung in Österreich lag bei rund EUR 79,5/MWh mit einer hochvolatilen Entwicklung, die stark mit den Gaspreisen korrelierte.

Im ersten Halbjahr des Geschäftsjahres 2023/2024 sank der Trading-Hub-Europe-(THE-)Gaspreis für das Frontjahr 2025 von EUR 45,4/MWh Anfang Oktober 2023 auf EUR 32,1/MWh per Ende März 2024. Der vergleichsweise milde Winter, der Rückgang der industriellen Nachfrage und hohe Füllstände in den europäischen Gasspeichern führten trotz des andauernden Angriffskriegs Russlands auf die Ukraine und der Krisensituation im Nahen Osten zu einem Rückgang der Gaspreise.

Die Preise für CO₂-Zertifikate sanken im Berichtszeitraum für den Leitkontrakt Dezember 2024 von EUR 84,9/t auf EUR 61,8/t Ende März 2024. Gründe für den Rückgang waren die unsichere konjunkturelle Entwicklung und eine sinkende industrielle Nachfrage.

Der Ölpreis für eine Lieferung im Mai 2024 bewegte sich von USD 85,4/Barrel (bl) Rohöl der Sorte Brent zu Beginn des Berichtszeitraums auf USD 87,5/bl per Ende März 2024. Zwischenzeitlich fiel der Preis auf USD 73,8/bl im Dezember 2023, um danach wieder zuzulegen und zum Ende des Berichtszeitraums den höchsten Wert in dieser Periode zu erreichen.

I GESCHÄFTSVERLAUF IM SEGMENT ENERGIE

Die Umsatzerlöse im Segment Energie lagen mit EUR 1.461,6 Mio. unter dem Vorjahreswert. Der Rückgang war neben gesunkenen Absatzmengen insbesondere durch die im Vergleich zum Vorjahr niedrigeren Großhandelspreise für Strom und Gas begründet, welche zu Umsatzrückgängen im Strom- und Gasvertrieb sowie in der Bewirtschaftung des Strom- und Gasportfolios und der Gasspeicher führten.

Das EBIT des Segments Energie betrug im Berichtszeitraum EUR 87,3 Mio. und lag damit um EUR 70,1 Mio. über dem Vergleichszeitraums des Vorjahres. Die im Vergleich zum Vorjahr deutlich gestiegene Wasserführung und die somit höheren Erzeugungsmengen aus eigenen Wasserkraftwerken und Bezugsrechten sowie höhere Vermarktungspreise trugen zu einem Anstieg des Ergebnisses im Erzeugungsbereich bei. Zudem wirkten sich gestiegene Ergebnisbeiträge im Bereich der Bewirtschaftung der Gasspeicher positiv auf das Ergebnis aus. Hingegen schlugen sich rückläufige Absatzmengen und -preise im Vertrieb negativ auf das operative Ergebnis des Segments Energie nieder. Außerdem wirkte sich die gesetzlich vorgeschriebene Abschöpfung von Erlösen aus der Stromvermarktung gemäß dem Bundesgesetz über den Energiekrisenbeitrag-Strom ergebnismindernd aus. Für das Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD-Kraftwerk) Timelkam wurde wie bereits im Vergleichszeitraum des Vorjahres eine Wertminderung in Höhe von EUR 13,3 Mio. (Vorjahr: EUR 13,0 Mio.) aufgrund gesunkener Erwartungen der künftigen Ergebnisbeiträge durchgeführt.

I DEUTLICHER ZUWACHS DER STROMPRODUKTION AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN

Die gesamte **Stromaufbringung** im Segment Energie lag im ersten Halbjahr 2023/2024 mit 5.618 GWh um 13,2 % unter dem Vorjahreswert (6.474 GWh). Davon stammten 1.554 GWh

bzw. 27,6 % aus eigenen Quellen, was einer Steigerung um 8,5 % gegenüber dem Vorjahr (1.432 GWh) entspricht.

Die **Stromproduktion aus erneuerbaren Energien** lag im ersten Halbjahr 2023/2024 mit 1.328 GWh um 21,9 % deutlich über den Werten des Vergleichszeitraums des Vorjahres (1.089 GWh). Den größten Anteil hatte dabei die Wasserkraft aus eigenen Kraftwerken und Bezugsrechten mit 1.256 GWh und einem Plus von 22,5 % gegenüber dem Vergleichszeitraum des Vorjahres (1.025 GWh). Der ausschlaggebende Grund dafür war die Wasserführung der relevanten Flüsse, welche um 27,4 % über dem langjährigen Mittel bzw. um 26,0 % über dem Vorjahresniveau lag.

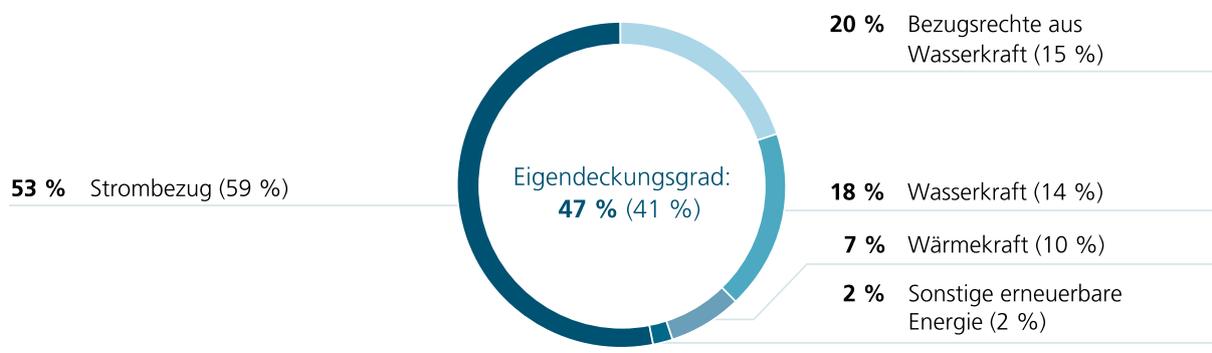
Die Produktion der Laufwasserkraftwerke unterlag im Betrachtungszeitraum einer starken Volatilität mit einem Minimum von 54,7 % des Erwartungswertes im Oktober 2023 infolge extremer Trockenheit und einem Maximum von 178,4 % im Dezember. Der Erzeugungskoeffizient betrug im Berichtszeitraum 1,27 (Vorjahr: 1,03).

Die **Stromproduktion aus thermischen Kapazitäten** lag im ersten Halbjahr 2023/2024 mit 226 GWh um rund ein Drittel unter dem Vorjahreswert von 343 GWh. Der Hauptgrund dafür war der geringere Einsatz der GuD-Anlage Timelkam, welche im ersten Halbjahr des Geschäftsjahres 2023/2024 sowohl auf dem freien Strommarkt als auch für das Engpassmanagement eingesetzt wurde.

Die Strombeschaffungsstruktur des Segments Energie stellte sich im Berichtszeitraum wie folgt dar:

Strombeschaffungsstruktur ohne Stromhandel

1. HJ 2023/2024; Vorjahreswerte in Klammern



Die Energie AG ist Impulsgeberin einer nachhaltigen Energiezukunft und treibt den Ausbau der Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen voran. So wird in den nächsten Jahren der Bau des Pumpspeicherkraftwerks in Ebensee realisiert. Mit einem Investitionsvolumen von rund EUR 450 Mio. handelt es sich bei diesem Projekt um die größte Einzelinvestition in der Geschichte der Energie AG. Das Pumpspeicherkraftwerk ist in der Lage, große Mengen an Energie zu speichern und zu einem späteren Zeitpunkt bei entsprechender Energienachfrage bereitzustellen. Als wichtiges Element der Energiewende wird es als Ausgleich zu volatil produzierenden PV- und Windkraftanlagen wertvolle Flexibilität bereitstellen und für Netzstabilität sorgen. Im Oktober 2023 erfolgte der Baustart mit der Baufeldvorbereitung im Rumitzgraben in Verbindung mit umfangreichen Amphibienschutzmaßnahmen. Im Februar 2024 konnte der Tunnelanschlag erfolgreich durchgeführt werden. Die Errichtung des Zufahrtstunnels zur Kaverne für das Krafthaus sowie der Aufbau des Damms am

Oberwasserspeicher standen zum Ende des ersten Halbjahres 2023/2024 im Fokus. Die reine Bauzeit des Pumpspeicherkraftwerks Ebensee beträgt rund vier Jahre. Die Inbetriebnahme ist für Ende 2027 geplant.

Um die vorhandenen technischen Potenziale im Bereich Wasserkraft optimal zu nutzen, wurden die Projekte für den Neubau des Kraftwerks Weißenbach und den Ersatzneubau des Kraftwerks Traunfall weitergeführt.

Das **Windkraftportfolio** der Energie AG umfasst Beteiligungen an vier Windparks mit einer anteiligen Gesamtleistung von 15,2 MW. Die Stromerzeugungsmengen aus Windkraft lagen im Berichtszeitraum bei 25 GWh (Vorjahr: 19 GWh).

Die Energie AG betreibt **PV-Anlagen** in Österreich und Italien mit einer Gesamtleistung von rund 21 MW_p (Vorjahr: 18 MW_p). Im ersten Halbjahr des Geschäftsjahres 2023/2024 wurden 6 GWh (Vorjahr: 4 GWh) ins öffentliche Netz eingespeist.

Im ersten Halbjahr 2023/2024 beteiligte sich die Energie AG an der slowenischen Projektgesellschaft AAE Gamit. In den nächsten fünf Jahren sollen Windkraft- und PV-Projekte mit einer Gesamtspitzenleistung von über 180 MW in Slowenien entwickelt werden. Die Projektgebiete befinden sich in der Region Primorska im südlichen Slowenien nahe an der Adriaküste und zeichnen sich durch ein sehr gutes Potenzial hinsichtlich erwartbarer Wind- und Sonnenstunden aus. Aktuell werden die erforderlichen Windmess-Kampagnen geplant und erste biologische Erhebungen vor Ort wurden bereits gestartet.

Die Energie AG versorgt mehrere Gebiete in Oberösterreich, darunter Kirchdorf, Gmunden und Vöcklabruck, mit nachhaltiger **Fernwärme**. Die Bereitstellung von Fernwärme aus den Kraftwerksstandorten Riedersbach und Timelkam ist mit 166 GWh gegenüber dem Vorjahr (164 GWh) um 1,2 % gestiegen. Im Wärmebereich wird der Ausbau des Fernwärmestandortes Freistadt umgesetzt. Eckpfeiler des Projekts sind die Erweiterungen der Biomasse-Erzeugungsanlagen um 2,5 MW sowie des Fernwärmenetzes um 2.400 Trassenmeter. Die Inbetriebnahme soll im Geschäftsjahr 2024/2025 erfolgen.

Die Cogeneration-Kraftwerke Management Oberösterreich GmbH (CMOÖ GmbH) in Laakirchen beliefert mithilfe eines GuD-Kraftwerks einen Großkunden mit Strom und Prozesswärme sowie mehrere umliegende Betriebe mit Fernwärme. Die im ersten Halbjahr des Geschäftsjahres 2023/2024 erzeugte Menge an Prozess- und Fernwärme betrug 332 GWh und lag damit um 18,0 % über dem Vorjahreswert von 281 GWh.

Die Ennskraftwerke AG, an deren Kraftwerken die Energie AG ein Bezugsrecht von rund 38,0 % hält, lag mit ihrer Stromproduktion im ersten Halbjahr 2023/2024 mit einem Erzeugungskoeffizienten von 1,22 (Vorjahr: 0,97) deutlich über dem langjährigen Mittelwert. Die Energie AG hält Strombezugsrechte an Wasserkraftwerken der Ennskraftwerke AG und der Verbund Hydro Power GmbH mit einem jährlichen Regelarbeitsvermögen von insgesamt rund 1.410 GWh.

KONSEQUENTER FOKUS AUF KUND:INNEN UND VERÄNDERTEM KUNDENVERHALTEN

Im ersten Halbjahr des Geschäftsjahres 2023/2024 war für die Energie AG Oberösterreich Vertrieb GmbH (Vertrieb GmbH) die konsequente Verfolgung der aus dem konzernweiten Strategiprojekt „LOOP“ abgeleiteten Maßnahmen ein wesentlicher Tätigkeitsschwerpunkt. Dies prägte die organisationale Aufstellung des Unternehmens und trug zu zukunftsweisenden Entwicklungen im Produktportfolio der Vertriebsbereiche bei. Im Fokus standen die Einführung neuer Produkte mit Hauptaugenmerk auf Dekarbonisierung, der

Ausbau der Angebote in den Bereichen E-Mobilität und PV sowie weitere Optimierungen im Zusammenhang mit Digitalisierung bzw. Customer-Experience.

Die langfristigen Planungen und die davon abgeleiteten Beschaffungsmaßnahmen der Vertrieb GmbH beruhen im Haushalts-, Gewerbe- und Landwirtschaftsbereich auf Parametern wie Durchschnittsverbräuchen, Standardlastprofilen, erwartetem Kundenwechsel und erwarteter Witterung. Zusätzlich wurden die Erwartungen hinsichtlich eines veränderten Verbrauchsverhaltens im Zusammenhang mit E-Mobilität, des Umstiegs auf Wärmepumpen als Heiz- und Kühlsysteme sowie der Einspeisemengen und Speichermöglichkeiten bei installierten PV-Anlagen für die Ableitung von Beschaffungsmaßnahmen herangezogen. Ausgelöst durch die hohen Energiepreise, setzte sich der seit 2022 anhaltende Trend zur Errichtung von dezentralen PV-Anlagen weiter fort, wodurch die Anzahl an Kund:innen, welche Strommengen an die Vertrieb GmbH rücklieferten, weiter anstieg. Diese Situation erforderte Änderungen der Planungsannahmen. Hierbei wurden kurz-, mittel- und langfristige Maßnahmen definiert, um eine verbesserte Prognosegüte zu erreichen. Die Aufgabenbündel reichten von Adaptierungen im Produktportfolio über die Überarbeitung der Beschaffungsstrategie und -logik bis hin zu innovativen, IT-gestützten Anwendungen zur Verbesserung der Prognosequalität.

Der Wettbewerb nahm seit der Entspannung auf den Energiemärkten wieder deutlich zu, was sich nicht zuletzt in den österreichweiten Haushalts-Wechselzahlen widerspiegelte. Im Strom-, aber vor allem im Gasbereich haben die Wechselraten das Vorkrisenniveau erreicht bzw. übertroffen. Die Wechselraten lagen im Branchenschnitt im Kalenderjahr 2023 laut E-Control Austria im Bereich Strom bei 3,8 % (Vorjahr: 2,2 %) und im Bereich Gas bei 8,0 % (Vorjahr: 4,0 %). Bei der Energie AG bewegten sich die Wechselraten im Bereich Strom weiterhin auf niedrigem Niveau, Tendenz leicht steigend. Im Gasbereich hingegen war in den letzten Monaten ein starker Anstieg der Wechselbereitschaft zu verzeichnen.

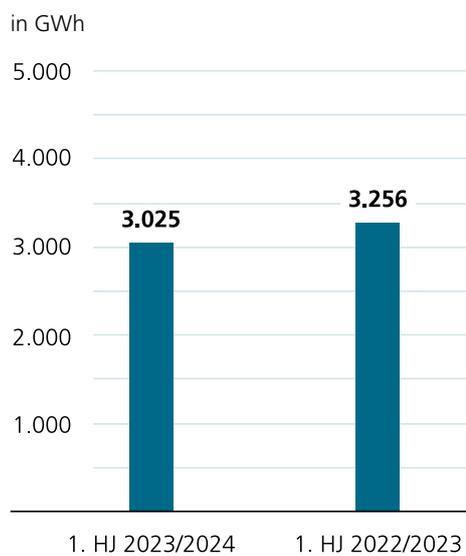
Die Heizgradtage lagen im Berichtszeitraum in Oberösterreich um 4,1 % unter dem Vergleichszeitraum des Vorjahres und ebenfalls unter dem Durchschnitt der vergangenen 5 Jahre (-11,7 %).

Strom

Die konsolidierte Stromabgabemenge der Energie AG betrug im ersten Halbjahr des Geschäftsjahres 2023/2024 3.025 GWh und war somit um 231 GWh bzw. um 7,1 % niedriger als der Vorjahreswert von 3.256 GWh.

Im Bereich der Business- und Industriekunden war bei den Bestandskund:innen ein reduziertes Abnahmeverhalten zu verzeichnen. Die Abgabemenge im Bereich Privat- und Gewerbekunden lag in der ersten Geschäftsjahreshälfte ebenfalls unter dem Vorjahreswert. Diese Entwicklung ist auf die milde Witterung, auf ein verändertes Verbrauchsverhalten sowie die stark gestiegenen PV-Anlagen-Installationen bei Kund:innen zurückzuführen.

Stromabsatz Vertrieb



Gas

In der ersten Geschäftsjahreshälfte 2023/2024 betrug die Gas-Absatzmenge der Energie AG 2.801 GWh und lag somit um 440 GWh bzw. 13,6 % unter dem Vorjahreswert von 3.241 GWh.

Im Bereich der Business- und Industriekunden blieb die Abgabemenge unter dem Vorjahreswert. Primär war dies auf einen Rückgang bei den Absatzmengen von Bestandskund:innen zurückzuführen. Auch bei den Privat- und Gewerbekunden der Sparte Gas waren im ersten Halbjahr witterungsbedingt niedrigere Abgabemengen zu verzeichnen. Aufgrund der aktuellen Rahmenbedingungen stieg das Interesse an einem Wechsel des Heizsystems zu alternativen Energieprodukten.

Wärme

Der österreichweite Wärmeabsatz der Energie AG betrug im ersten Geschäftshalbjahr 2023/2024 678 GWh und lag damit um 4,5 % über dem Vorjahreswert von 649 GWh.

Neben dem Fernwärmeabsatz und der seitens der CMOÖ GmbH an Kund:innen gelieferten Wärmemengen sind im Wärmeabsatz auch die Mengen aus individuellen Kundenlösungen mittels Energie-Contracting enthalten.

Telekommunikation

Zum Ende der ersten Geschäftsjahreshälfte 2023/2024 verzeichnete die Energie AG bereits über 20.500 aktive Kund:innen, welche die entsprechenden Produkte nutzten (Vorjahr: 18.200). Auch im Businesskundenbereich konnten trotz des dynamischen und herausfordernden Wettbewerbsumfelds weitere Kund:innen von den Produkten der Energie AG überzeugt werden.

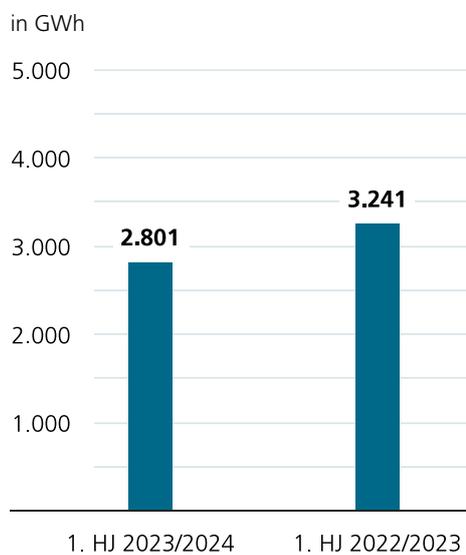
Photovoltaik

Per 31.03.2024 wurden 75 PV-Contracting-Kundenanlagen (Vorjahr: 65) mit einer Leistung von 12,6 MW_p (Vorjahr: 10,3 MW_p) betrieben. Im Berichtszeitraum ist es gelungen, eines der bisher größten Projekte mit einer Leistung von 6,0 MW_p bei einem namhaften Industriekunden abzuschließen. Als Reaktion auf die starke Nachfrage nach PV-Anlagen, wurden skalierbare Dienstleistungsprodukte wie „Solar Sorglos“ und „Solar Sorglos Business“ weiter forciert und die Angebotspalette für Kund:innen erweitert.

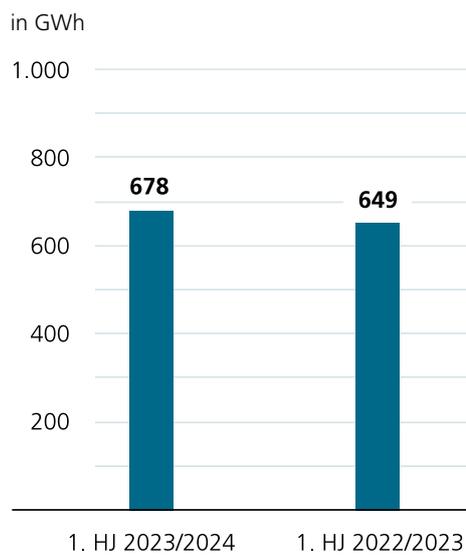
Elektromobilität

Der Schwerpunkt der Elektromobilitäts-Aktivitäten lag im Berichtszeitraum in der Erweiterung des E-Mobilitätsteams, der Entwicklung eines Produkt- und Service-Katalogs, dem gezielten Ausbau von öffentlichen Ladestationen und dem Verkauf von Ladelösungen für Unternehmen. Die Energie AG betreibt aktuell 246 öffentlich zugängliche Ladestationen (Vorjahr: 183) und verwaltet in Summe 1.122 Ladepunkte (Vorjahr: 716).

Gasabsatz Vertrieb



Wärmeabsatz Österreich



SEGMENT NETZ

Segmentübersicht Netz

	Einheit	1. HJ 2023/2024	1. HJ 2022/2023	Entwicklung
Gesamtumsatz	Mio. EUR	225,4	238,3	-5,4 %
EBIT	Mio. EUR	20,2	26,6	-24,1 %
Investitionen in Sachanlagen und immaterielles Vermögen	Mio. EUR	52,1	37,7	38,2 %
Mitarbeiter:innen Durchschnitt	FTE	593	585	1,4 %
Stromnetzabgabe Endkund:innen	GWh	3.827	4.017	-4,7 %
Gasnetzabgabe Endkund:innen	GWh	9.571	9.699	-1,3 %

RECHTLICHE UND REGULATORISCHE RAHMENBEDINGUNGEN IM SEGMENT NETZ

Durch das im zweiten Quartal des Berichtszeitraums in Begutachtung befindlichen Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EiWG), welches das bisherige Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 ablösen soll, sind wesentliche Änderungen der Rahmenbedingungen zu erwarten. Die aus dem EiWG resultierenden Entwicklungen sind in vielen Bereichen grundsätzlich positiv zu sehen. Allerdings bestehen aus Sicht des Netzbetreibers noch wesentliche Anpassungsbedarfe, die im Zuge des öffentlichen Konsultationsverfahrens eingebracht worden sind.

Die Netznutzungsentgelte in der Sparte Strom sanken gegenüber dem Vorjahr zwischen 0,2 % und 3,83 %. Der Grund für den leichten Rückgang der Netztarife waren hauptsächlich rückläufige vorgelagerte Netzkosten.

Die Netznutzungsentgelte im Bereich Gas für Endverbraucher:innen der Netzebene 3 sanken um 3,4 %, in der Netzebene 2 um 28,5 %. Der Grund hierfür liegt in den geringeren Netzverlustkosten sowie vorgelagerten Netzkosten.

Mit 01.01.2024 begann die fünfte – wiederum 5-jährige – Regulierungsperiode in der Sparte Strom. Neuerungen gab es seitens der Regulierungsbehörde bei den regulatorischen Rahmenbedingungen. Die Kennzahl „Weighted average cost of capital“ (WACC) für Neuinvestitionen wird nun sowohl für die Sparte Strom als auch für die Sparte Gas jährlich aktualisiert. Für Neuinvestitionen im Geschäftsjahr 2023/2024 wurde ein WACC für Strom und Gas in Höhe von 6,33 % (vor Steuern) festgelegt.

Bei der Systematik zur Ermittlung der Anpassung der zugestandenen Kosten zum Netzbetreiberpreisindex (NPI) gab es ebenfalls eine Änderung. Die Inflationsprognose der Österreichischen Nationalbank für das Jahr 2024 bildet die Grundlage für den NPI im Jahr 2024. Zwei Jahre später wird der NPI mit den tatsächlichen Inflationswerten aufgerollt.

GESCHÄFTSVERLAUF IM SEGMENT NETZ

Der Umsatz im Segment Netz belief sich im Berichtszeitraum auf EUR 225,4 Mio. und sank somit gegenüber dem Vorjahr um -5,4 %. Das EBIT des Segments Netz betrug im ersten Halbjahr 2023/2024 EUR 20,2 Mio., was einem Rückgang um 24,1 % entspricht. Verantwortlich dafür waren rückläufige transportierte Mengen sowohl im Strom- als auch im Gasnetz. Darüber hinaus stiegen im Berichtszeitraum die Personalkosten sowie aufgrund der getätigten Investitionen auch die Abschreibungen und andere Aufwendungen.

STROM- UND GASNETZ ALS RÜCKGRAT DER OBERÖSTERREICHISCHEN VERSORGUNGSINFRASTRUKTUR

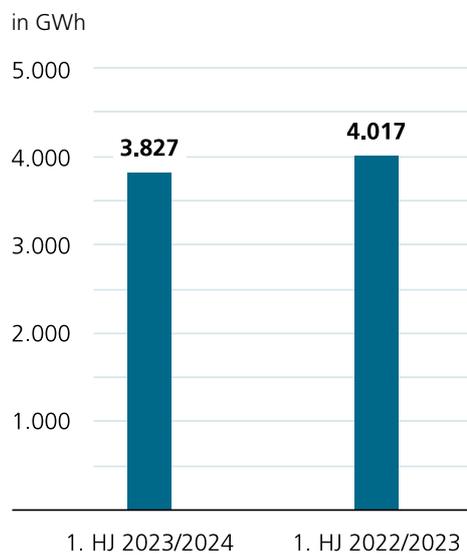
Gegenüber dem Vergleichszeitraum des Vorjahres sank die **Stromnetzabgabe** im ersten Halbjahr des laufenden Geschäftsjahres um insgesamt 4,7 % von 4.017 GWh auf 3.827 GWh. Die konjunkturelle Entwicklung sowie nachhaltige Einsparungsmaßnahmen aufgrund der hohen Strompreise im Vorjahr führten zu geringeren Abgabemengen bei Kund:innen auf den Netzebenen 4 bis 7.

Netzbetrieblich herausfordernd war der Schneedruck im Dezember 2023, welcher die Stromversorgung durch auf Stromleitungen stürzende Bäume beeinträchtigte. Das 110-kV-Hochspannungsnetz erwies sich in dieser Situation einmal mehr als starkes, zuverlässiges und sicheres Rückgrat der oberösterreichischen Stromversorgung.

Die Projekte des **Stromnetz-Masterplans Oberösterreich 2032** wurden weiterverfolgt. Operativ wurde im Berichtszeitraum an der Erweiterung des 380/110-kV-Umspannwerks Wagenham weitergearbeitet, bei den Projekten „Stromversorgung Alm- und Kremstal“ sowie „Stromversorgung Pramtal Süd“ wurden Restarbeiten und Kollaudierungen durchgeführt. Beim Projekt „Stromversorgung Mühlviertel Rohrbach – Langbruck“ wurden die Unterlagen für die erforderliche Umweltverträglichkeitserklärung (UVE) erstellt. Die UVE bildet die Grundlage für die eigentliche Verhandlung nach dem Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung. In Steyr haben die Arbeiten für die Generalsanierung der 110-kV-Leitung von Steyr-Ost nach Steyr-Nord begonnen. Im Bezirk Grieskirchen wurde der Bau des Umspannwerks Rottenbach gestartet. Aufgrund mehrerer Beschwerden beim Projekt „Zentralraum OÖ“ gegen den Bescheid erster Instanz, ist das Verfahren beim Bundesverwaltungsgericht anhängig. Zwischen 04.03.2024 und 07.03.2024 fand dazu eine mündliche Verhandlung statt, die Entscheidung ist noch ausständig.

Im Jahr 2023 hat sich die Anzahl der Anfragen für einen **Netzanschluss einer PV-Anlage** um etwa ein Drittel gegenüber dem Vorjahr auf ca. 22.000 reduziert, wobei die durchschnittliche Leistung der Anlagen gestiegen ist. Weitere Automatisierungsschritte haben eine effiziente Bearbeitung der Netzanschlussanfragen ermöglicht und die durchschnittliche Bearbeitungszeit wieder auf wenige Werkstage reduziert. Die Situation blieb im Berichtszeitraum weiterhin herausfordernd. Trotz laufend ergriffener Maßnahmen führte die hohe Nachfrage nach Netzanschlüssen von PV-Anlagen zu Engpässen im Stromnetz. Weitere Maßnahmen, um diesen Engpässen entgegenzuwirken, sind in Vorbereitung oder in Umsetzung.

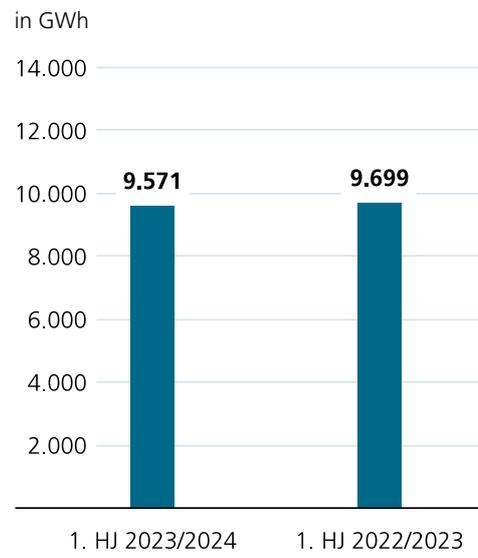
Stromnetzabgabe Endkund:innen



Die **Gasnetzabgabe** reduzierte sich im Berichtszeitraum auf 9.571 GWh und ist somit um 1,3 % gegenüber dem Vergleichszeitraum des Vorjahres (9.699 GWh) gesunken. Der Mengenrückgang betraf sowohl den Industrie- als auch den Haushaltssektor und wurde durch Einsparungen bzw. Umstellung der Energieform aufgrund der sehr hohen Gaspreise im Vorjahr sowie den vergleichsweisen milden Winter beeinflusst.

Neben Instandhaltungsmaßnahmen wie beispielsweise Reparaturen von Isolationsfehlern an Gas-Hochdruckleitungen wurden auch erforderliche umfangreiche Umbauten mehrerer Mess- und Reduzierstationen und der Ersatzneubau einer Hochdruckleitung gestartet. An zwei Gas-Hochdruckleitungen wurden im Berichtszeitraum die Arbeiten für die notwendige Umlegung aufgrund von Fremdprojekten begonnen.

Gasnetzabgabe Endkund:innen



SEGMENT ENTSORGUNG

Segmentübersicht Entsorgung

	Einheit	1. HJ 2023/2024	1. HJ 2022/2023	Entwicklung
Gesamtumsatz	Mio. EUR	144,4	139,2	3,7 %
EBIT	Mio. EUR	22,0	21,2	3,8 %
Investitionen in Sachanlagen und immaterielles Vermögen	Mio. EUR	11,1	10,1	9,9 %
Mitarbeiter:innen Durchschnitt	FTE	831	824	0,8 %
Gesamtmenge Abfälle umgeschlagen	1.000 t	736	755	-2,5 %
Thermisch verwertete Abfallmenge	1.000 t	279	302	-7,7 %

ENTSORGUNGSWIRTSCHAFTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Erbringung der Entsorgungsdienstleistungen waren im ersten Halbjahr des Geschäftsjahres 2023/2024 vor dem Hintergrund einer nach wie vor hohen Inflation bei entsprechenden Lohn- und Gehaltsabschlüssen und der gleichzeitig niedrigeren Wirtschaftsproduktivität weiterhin herausfordernd. Dies machte sich unter anderem im Gewerbe- und Industriekundenbereich bei der Durchsetzung von Preiserhöhungen bemerkbar.

Die auf dem Markt verfügbaren **Abfälle**, die einer thermischen Verwertung zugeführt werden müssen, waren im Vergleich zum ersten Halbjahr des vorangegangenen Geschäftsjahres in ausreichender Quantität vorhanden, sodass die thermischen Abfallverwertungsanlagen weiterhin gut ausgelastet waren.

Die Rahmenbedingungen für den Wertstoff **Altpapier/Karton** verbesserten sich im Berichtszeitraum gegenüber dem Vorjahr. Der Wiesbadener Index für Verpackungen aus Papier und Karton notierte im ersten Halbjahr des Geschäftsjahres 2023/2024 ca. 36,0 % höher als im Vergleichszeitraum des Vorjahres. Zudem konnten die umgeschlagenen Mengen an Papier und Karton gegenüber dem Vorjahr gesteigert werden.

Beim Wertstoff **Altmetalle** setzte sich die Entwicklung des abgelaufenen Geschäftsjahres 2022/2023 fort. Die durchschnittlichen Stahlschrottpreise lagen im ersten Halbjahr 2023/2024 in etwa auf dem Niveau des letzten Quartals des Geschäftsjahres 2022/2023, wobei ab Jänner 2024 ein starker Anstieg mit positiven Ergebnisauswirkungen zu beobachten war.

Die **Verpackungsverordnungsnovelle**, die seit 01.01.2023 eine verpflichtende Teilnahme an einem Sammel- und Verwertungssystem für gewerbliche Verpackungen vorsieht, führte zu einem Entfall von Vermarktungsmöglichkeiten für die Entsorgungsbetriebe bei diesen Wertstoffen. Gleichzeitig fand in diesem Bereich die Erbringung von Dienstleistungen, wie beispielsweise der Transport und die Manipulation der Verpackungen, unter besseren Rahmenbedingungen statt.

Seit 01.01.2024 müssen Abfalltransporte über 10 Tonnen und für Strecken über 200 Kilometer mit der Bahn oder ähnlich klimafreundlichen Transportmitteln durchgeführt werden, wobei die Kilometerschwelle bis 01.01.2026 auf 100 Kilometer sinken wird. Seit Jänner 2024 muss für eine steigende Anzahl an Transporten ein Antrag auf Beförderung gestellt werden, da die Kilometergrenze per 01.01.2023 noch bei 300 Kilometer lag. Gleichzeitig standen die Beförderungsmöglichkeiten der Bahn bislang nur sehr eingeschränkt

zur Verfügung, sodass der Bahntransport bislang eine untergeordnete Rolle für die Energie AG Oberösterreich Umwelt Service GmbH (Umwelt Service GmbH) spielte.

I GESCHÄFTSVERLAUF IM SEGMENT ENTSORGUNG

Der Umsatz im Segment Entsorgung belief sich im ersten Halbjahr 2023/2024 auf EUR 144,4 Mio. und lag somit um 3,7 % über dem Vorjahresniveau von EUR 139,2 Mio. Das EBIT stieg von EUR 21,2 Mio. im ersten Halbjahr 2022/2023 auf EUR 22,0 Mio. im Berichtszeitraum.

Bei den Umsätzen waren neben den höheren Metall- und Altpapierumsätzen vor allem höhere Fernwärme- und Stromerlöse für die Zuwächse im Vorjahresvergleich verantwortlich. Auch das EBIT konnte aufgrund der gestiegenen Umsätze und trotz der geringeren Anlagenverfügbarkeit aufgrund ungeplanter Stillstände der Verbrennungsanlage in Lenzing, höherer Personalaufwendungen, höherer Instandhaltungskosten beider Verbrennungsanlagen in Wels und Lenzing sowie höherer Versicherungsaufwendungen gesteigert werden.

I AUSLASTUNG DER VERBRENNUNGSANLAGEN

Die beiden **Abfallverwertungsanlagen in Wels und Lenzing** verzeichneten im Berichtszeitraum eine rückläufige Durchsatzmenge von 279.108 t (Vorjahr: 302.434 t).

In der Abfallverwertungsanlage in Wels lagen die Durchsatzmengen in etwa auf dem gleichen Niveau wie im Vergleichszeitraum des Vorjahres. Die Fernwärmeversorgung der Stadt Wels konnte auch während eines ungeplanten Anlagenstillstands im Jänner 2024 über das hierfür vorgesehene Ersatzsystem der Heißwasserkessel lückenlos sichergestellt werden. Die Durchsatzmengen der Verbrennungsanlage in Lenzing waren im ersten Halbjahr des Geschäftsjahres 2023/2024 merklich niedriger als im Vergleichszeitraum des Vorjahres. Der Grund dafür waren ungeplante Anlagenstillstände in den Monaten November und Dezember 2023 sowie im Jänner und Februar 2024.

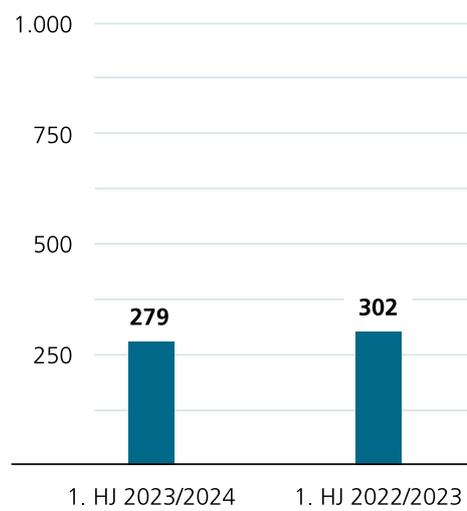
Bei der **Verbrennungsanlage in Lenzing** wurde die jährliche Revision im Zeitraum von 29.02.2024 bis 18.03.2024 durchgeführt. In Wels sind die Revisionen für die beiden Verbrennungslinien erst in der zweiten Geschäftsjahreshälfte 2023/2024 geplant.

Aus der Abfallverwertungsanlage Wels, dem Ersatzsystem der Heißwasserkessel sowie der von Dritten zugekauften Wärme aus Biomasse und Sonnenenergie wurden im Berichtszeitraum 210 GWh Wärme (Vorjahr: 202 GWh) in das Fernwärmenetz der Stadt Wels und an einen weiteren Großkunden abgegeben. Die Stromaufbringung belief sich auf 88 GWh (Vorjahr: 91 GWh).

Die **Behandlungsanlage für gefährliche Abfälle in Steyr** war im Berichtszeitraum sehr gut ausgelastet.

Thermisch verwertete Abfallmenge

in 1.000 t



Im Vergleich zum Vorjahr entwickelten sich die gesamten **umgeschlagenen Mengen** in Österreich und Südtirol mit 735.888 t rückläufig (Vorjahr: 754.712 t). Der Rückgang um 2,5 % resultierte vor allem aus gesunkenen Mengen im Bereich der kommunalen Abfälle sowie bei den Wertstoffen.

Das strategisch verankerte Kostenmanagement wurde im Berichtszeitraum konsequent fortgesetzt und die laufenden Optimierungsprojekte wurden weiter umgesetzt.

Am 09.01.2024 wurde erstmals seit Bestehen der Fernwärmeversorgung für die Stadt Wels eine Leistung von mehr als 100 MW in das Fernwärmenetz der Stadt Wels eingespeist. An diesem Tag sind in Summe über 2.000 MWh Wärme von der Umwelt Service GmbH erzeugt worden.

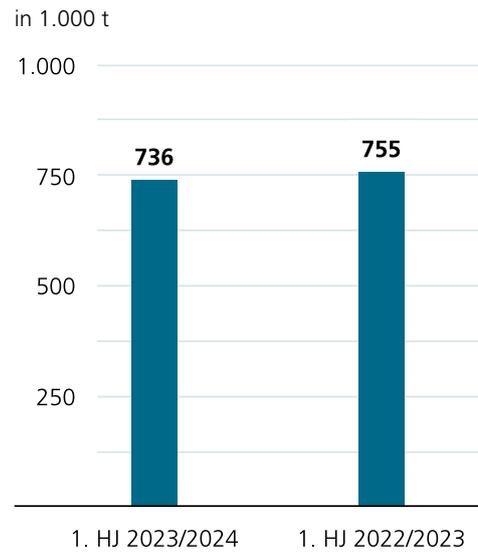
Als Maßnahme aus dem konzernweiten Strategiprojekt „LOOP“ wird die Umstellung auf elektrisch betriebene Transportfahrzeuge weiterhin forciert. Die Umwelt Service GmbH hat sich daher erneut an der Ausschreibung zur Förderung emissionsfreier Nutzfahrzeuge und Infrastruktur (ENIN) beworben und den Förderzuschlag zur Anschaffung weiterer Elektro-LKWs sowie der zugehörigen Elektro-Ladeinfrastruktur für den Standort Hörsching erhalten. Die geförderte Ladeinfrastruktur für die Elektro-Nutzfahrzeuge am Standort Redlham wurde im Berichtszeitraum errichtet. Die ersten Elektro-Nutzfahrzeuge sollen in der zweiten Hälfte des Geschäftsjahres 2023/2024 geliefert werden.

Die im Geschäftsjahr 2020/2021 eingeleiteten, österreichweiten Ermittlungen der Bundeswettbewerbsbehörde (BWB) in der Abfallwirtschaftsbranche dauern weiter an. Die Umwelt Service GmbH wirkt an der Aufklärung aktiv mit und hat gegenüber der BWB volle Kooperationsbereitschaft zugesichert.

Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in **Südtirol** waren in der ersten Geschäftsjahreshälfte 2023/2024 herausfordernd. Vor allem der Bereich Ersatzbrennstoffe gestaltete sich aufgrund sinkender Nachfrage der Zementindustrie schwierig. Die Rückgänge konnten nur teilweise durch höhere Glas- und Metallerlöse kompensiert werden.

Im Berichtszeitraum herrschten in der **Trinkwasserver- und Abwasserentsorgung** in Österreich weitgehend stabile Rahmenbedingungen. Die Schwerpunktthemen der WDL-WasserdienstleistungsGmbH waren die Aufrechterhaltung der sicheren Versorgung mit Trinkwasser bzw. die Weiterentwicklung der angebotenen Dienstleistungen.

Gesamtmenge Abfälle umgeschlagen



SEGMENT TSCHECHIEN

Segmentübersicht Tschechien

	Einheit	1. HJ 2023/2024	1. HJ 2022/2023	Entwicklung
Gesamtumsatz	Mio. EUR	121,5	120,3	1,0 %
EBIT	Mio. EUR	7,8	4,8	62,5 %
Investitionen in Sachanlagen und immaterielles Vermögen	Mio. EUR	3,9	5,1	-23,5 %
Mitarbeiter:innen Durchschnitt	FTE	1.747	1.722	1,5 %
Fakturiertes Trinkwasser	Mio. m ³	24,4	24,5	-0,4 %
Fakturiertes Abwasser	Mio. m ³	22,8	22,8	0,0 %

RAHMENBEDINGUNGEN IN TSCHECHIEN

Das Wirtschaftswachstum in Tschechien entwickelte sich im ersten Halbjahr 2023/2024 schwach stagnierend. Die Inflation war im Berichtszeitraum ebenfalls rückläufig und lag am Ende des ersten Halbjahres des Geschäftsjahres 2023/2024 bei 2,2 %. Die Arbeitslosenquote bewegte sich so wie im Geschäftsjahr 2022/2023 nahe der Vollbeschäftigung.

Im ersten Quartal des Geschäftsjahres 2023/2024 (01.10.2023 bis 31.12.2023) war nach wie vor eine Preisdeckelung für Strom und Gas seitens der tschechischen Regierung wirksam. Aufgrund der Stabilisierung der Energiepreise auf dem Beschaffungsmarkt auf einem deutlich niedrigeren Niveau hat der nunmehrige Wegfall des Preisdeckels keine Auswirkung auf das Segment Tschechien.

Im Bereich der Strombeschaffung für die Trinkwasserver- und Abwasserentsorgung sowie für den Wärmebereich des Segments Tschechien wirkten sich die im Vergleich zum ersten Halbjahr 2022/2023 gesunkenen Marktpreise günstig auf die entsprechenden Aufwandspositionen aus.

Die Tschechische Krone entwickelte sich in der ersten Hälfte des Geschäftsjahres 2023/2024 gegenüber dem Vergleichszeitraum des Vorjahres rückläufig. Das Wechselkursverhältnis bewegte sich gegen Ende des Berichtszeitraums bei rund EUR/CZK 25,25, wobei der Stichtagskurs zum 31.03.2023 bei EUR/CZK 23,50 lag.

GESCHÄFTSVERLAUF IM SEGMENT TSCHECHIEN

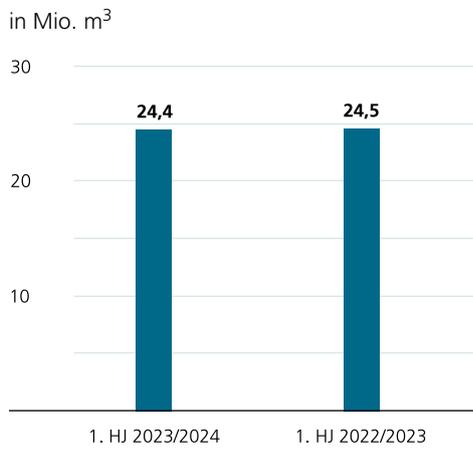
Im ersten Halbjahr des Geschäftsjahres 2023/2024 wurden im Segment Tschechien in den Bereichen Wasser und Wärme Umsatzerlöse in Höhe von EUR 121,5 Mio. erzielt. Dies bedeutete gegenüber dem Vorjahr einen leichten Anstieg um 1,0 % (Vorjahr: EUR 120,3 Mio.), welcher hauptsächlich durch die im Berichtszeitraum erfolgte Anhebung der Preise im Trinkwasser- und Abwasserbereich sowie gestiegene Umsätze im Dienstleistungsbereich begründet war.

Das EBIT im Segment Tschechien betrug im Berichtszeitraum EUR 7,8 Mio.. Dies entspricht einem Anstieg in Höhe von 62,5 % (Vorjahr: EUR 4,8 Mio.), der vor allem auf niedrigere Energieaufwendungen im Vergleich zum ersten Halbjahr 2022/2023 zurückzuführen ist. Die Energiepreise haben sich seit dem letzten Geschäftsjahr auf ein deutlich niedrigeres Niveau bewegt.

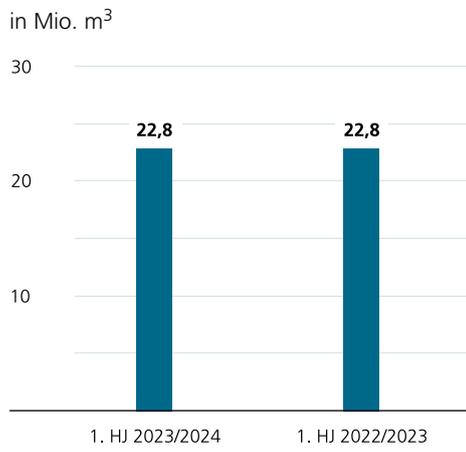
| STABILE ENTWICKLUNG DER ABSATZMENGEN IN TSCHECHIEN

Im Segment Tschechien wurden im Berichtszeitraum insgesamt 24,4 Mio. m³ **Trinkwasser** und 22,8 Mio. m³ **Abwasser** fakturiert. Dies entspricht dem Niveau des Vorjahres.

Fakturiertes Trinkwasser



Fakturiertes Abwasser



Alle wesentlichen Ausschreibungen für Trink- und Abwasser konnten im Berichtszeitraum gewonnen werden. Die bedeutendsten Vertragsverlängerungen waren in Hluboká nad Vltavou und in Zliv (beide ČEVAK a.s.) zu verzeichnen.

Um den hohen Energiepreisen entgegenzuwirken, starteten im Geschäftsjahr 2022/2023 in den operativen Beteiligungen sukzessive Energieeffizienzprogramme. So konnten bereits zum Ende des Geschäftsjahres 2022/2023 in der Kläranlage der VS Chrudim a.s. durch die Erneuerung des Belüftungssystems weitere Energieeinsparungen erzielt werden. Ähnliche Maßnahmen sollen in der Folge bei weiteren Anlagen im Segment Tschechien umgesetzt werden. Um die Wärmeversorgung nachhaltiger und effizienter zu gestalten, wurde ein zweiter Biomassekessel bei der EAG Teplo Vimperk s.r.o. in Betrieb genommen. Auch an weiteren Standorten werden umweltfreundliche Wärmeerzeugungsvarianten geplant und vorangetrieben. Zusätzlich werden PV-Projekte auf vorwiegend eigener Infrastruktur forciert, wodurch der externe Energiebedarf reduziert werden kann.

Der **Wärmeabsatz** in Tschechien betrug im Berichtszeitraum 141 GWh und lag aufgrund eines milden Winters und zusätzlich wegen Kundeneinsparungen um 3,4 % unter dem Vorjahreswert (146 GWh).

SEGMENT HOLDING & SERVICES

Segmentübersicht Holding & Services

	Einheit	1. HJ 2023/2024	1. HJ 2022/2023	Entwicklung
Gesamtumsatz	Mio. EUR	122,2	112,3	8,8 %
EBIT	Mio. EUR	6,3	-14,0	>100 %
Investitionen in Sachanlagen und immaterielles Vermögen	Mio. EUR	7,5	8,7	-13,8 %
Mitarbeiter:innen Durchschnitt	FTE	1.097	1.054	4,1 %
Transportiertes Internet-Datenvolumen	TB	77.833	53.310	46,0 %

| GESCHÄFTSVERLAUF IM SEGMENT HOLDING & SERVICES

Im Segment Holding & Services wurden im Berichtszeitraum Umsatzerlöse in Höhe von EUR 122,2 Mio. erzielt, was gegenüber dem Vorjahr (EUR 112,3 Mio.) einer Erhöhung um 8,8 % entspricht. Der Anstieg der Umsatzerlöse war auf gestiegene Auftragsvolumina, insbesondere in der Energie AG Oberösterreich Tech Services GmbH, zurückzuführen.

Das EBIT des Segments Holding & Services stieg von EUR -14,0 Mio. im Vergleichszeitraum des Vorjahres auf EUR 6,3 Mio. im ersten Halbjahr des Geschäftsjahres 2023/2024. Die dem Segment Holding & Services zugeordneten, at equity-bewerteten Gesellschaften erzielten im Berichtszeitraum deutlich höhere Ergebnisbeiträge als im ersten Halbjahr 2022/2023. Die EBIT-Beiträge der dem Segment Holding & Services zugeordneten Servicegesellschaften sowie des Geschäftsfelds Telekom entwickelten sich aufgrund gesteigerter Aufwendungen insgesamt leicht rückläufig. Hingegen wirkten im Berichtszeitraum Veräußerungen von Liegenschaften in Höhe von rund EUR 5,0 Mio. positiv auf das EBIT des Segments Holding & Services.

| NEUE ORGANISATORISCHE WEICHENSTELLUNG IM TELEKOM-BEREICH

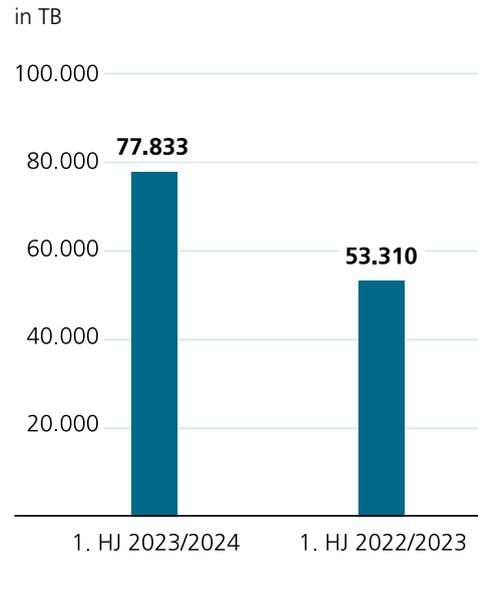
Das erste Halbjahr des Geschäftsjahres 2023/2024 war geprägt durch die Vorbereitung auf die im Rahmen des konzernweiten Strategieprojektes „LOOP“ beschlossene und mit Ende März 2024 erfolgte organisatorische Zusammenlegung der Telekom GmbH mit den Schwestergesellschaften Business Services GmbH und Customer Services GmbH. Eine weitere organisatorische Änderung erfolgte bereits einen Monat davor. In der Telekom GmbH waren bis Ende Februar 2024 17 Mitarbeiter:innen mit der Erbringung von Dienstleistungen zur Errichtung und Betreuung von Leitsystemen, Fernwirkanlagen, sowie der Erbringung von Funkdiensten beschäftigt. Im Sinne einer Zusammenführung von vorrangig für die Netz Oberösterreich GmbH erbrachten Leistungen und zur Reduzierung organisatorischer Schnittstellen, ist dieser Organisationsteil per 01.03.2024 in die Netz Oberösterreich GmbH verlagert worden.

Das im Geschäftsfeld Telekom transportierte Internet-Datenvolumen steigerte sich im ersten Halbjahr des Geschäftsjahres 2023/2024 mit 77.833 Terabyte (TB) deutlich gegenüber dem Vergleichszeitraum des Vorjahres (53.310 TB). Wie bereits in den Vorjahren konnte im Berichtszeitraum die Zuverlässigkeit der Datentransporte mit einer Versorgungssicherheit (= Verfügbarkeit der Datenverbindungen) von 99,99 % (Vorjahr: 99,99 %) auf höchstem Niveau gehalten werden.

Im Bereich Wholesale konnte ein langfristiger Rahmenvertrag mit einem großen namhaften Provider erfolgreich abgeschlossen werden. Auf dessen Basis wurden bereits mehrere Verbindungen bestellt und somit ein großes Wachstumspotenzial ermöglicht. Im Bereich der konzerninternen Dienstleistungen wird derzeit daran gearbeitet, den hohen Qualitätsstandard hinsichtlich Security und Ausfallsicherheit aufrechtzuerhalten bzw. in angepasster organisatorischer Aufstellung weiter zu erhöhen.

Im Berichtszeitraum haben sich die Rahmenbedingungen für die Ausschüttung von Fördermitteln für den Netzausbau von Fiber-to-the-Home-(FTTH-)Leitungen geändert. Wie es die Fördersystematik vorsieht, wurden die Fördermittel der Breitband Austria 2030 für künftige Fördercalls seitens Bund und Land Oberösterreich teilweise eingestellt, da ein Mitbewerber seinen geplanten FTTH-Netzausbau als eigenwirtschaftlich finanziert eingereicht hat. Das FTTH-Joint Venture BBOÖ Breitband Oberösterreich GmbH (BBOÖ GmbH) reagierte auf diese geänderten Rahmenbedingungen mit einer strategischen Umpositionierung, die auch Auswirkung auf das Geschäftsfeld Telekom hat.

Transportiertes Internet-Datenvolumen



AUSBLICK

Der IWF sowie die heimischen Wirtschaftsinstitute IHS und WIFO prognostizieren für die zweite Hälfte des laufenden Geschäftsjahres einen gemäßigten, jedoch stabilen Wachstumspfad. In **Österreich** soll das Wirtschaftswachstum für das gesamte Kalenderjahr 2024 zwischen +0,2 % und +0,5 % liegen. Die Inflationsrate dürfte weiterhin rückläufig sein und sich zwischen +3,9 % und +3,5 % einpendeln. Im **Euroraum** soll das BIP-Wachstum mit +0,7 % knapp über dem heimischen Wirtschaftswachstum liegen, ebenso in **Tschechien** mit +0,8 %.

Zahlreiche **energiepolitische Maßnahmen** in Österreich befanden sich zum Ende des Berichtszeitraums in unterschiedlichen Diskussions- bzw. Gesetzwerdungsstadien. Für das zweite Halbjahr des Geschäftsjahres 2023/2024 werden beispielsweise die Beschlussfassungen zum Elektrizitätswirtschaftsgesetz und Erneuerbare-Gas-Gesetz erwartet. Die Umsetzungsschritte zum Ministerratsvortrag vom Jänner 2023, der eine Regierungsvorlage des Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetzes vorsieht, sind ebenfalls in politischer Diskussion. Ferner ist mit einer Veröffentlichung des integrierten österreichischen Netzinfrastukturplans im zweiten Halbjahr des laufenden Geschäftsjahres zu rechnen. Auf EU-Ebene sollen noch vor der EU-Wahl im Juni 2024 die Vorschriften zum Strommarktdesign formal beschlossen und eine Trilogieeinigung über die Verordnung über die Wiederherstellung der Natur erzielt werden.

Die **energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen** bleiben aufgrund unwägbarer geopolitischer Einflussfaktoren, wie etwa dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine oder der seit Beginn des Geschäftsjahres anhaltenden Krise im Nahen Osten, für die Energie AG und die gesamte Branche herausfordernd. Nach den im Berichtszeitraum deutlichen Preisrückgängen für Strom, Gas und CO₂ wird für das zweite Halbjahr des Geschäftsjahres 2023/2024 eine Seitwärtsbewegung der Preise innerhalb einer hohen Bandbreite erwartet.

Preisanpassungen der Vertrieb GmbH für Produkte im Haushalts- und Gewerbekundensegment werden auf Basis der entsprechenden Rechtslage („maßgebende Umstände“ gemäß § 80 Abs. 2a ElWOG beim Bereich Strom und Regelungen in den allgemeinen Geschäftsbedingungen auf Basis des Österreichischen Gaspreisindex beim Bereich Gas) regelmäßig evaluiert. Demzufolge wird die seit einigen Monaten sinkende Entwicklung der Großhandelspreise hinsichtlich möglicher Preissenkungen für die Endkund:innen im **vertrieblichen Fokus** laufend bewertet. Im April 2024 erhielten die Gas-Bestandskund:innen ein Angebot zum Produktwechsel auf ein günstigeres Produkt mit Wirkung ab 01.04.2024. Im Bereich Business- und Industriekunden ist eine verstärkte Nachfrage nach direkten Stromlieferverträgen zwischen Stromerzeuger und Stromkund:innen, sogenannte Power Purchase Agreements, spürbar. Hier werden für die Kund:innen maßgeschneiderte Lösungen erarbeitet.

In der zweiten Hälfte des Geschäftsjahres 2023/2024 liegt im Geschäftsbereich **Erzeugung** der Schwerpunkt auf dem Ausbau der Stromerzeugung aus Windkraft in Oberösterreich sowie auf dem Projekt Pumpspeicherkraftwerk Ebensee. Im Gebiet Kobernaußewald ist eine Verfünfachung der Windkraftproduktion bis 2030 geplant. Der bestehende Windpark in Munderfing wird ausgebaut und soll um Projektegebiete in den Gemeinden Schalchen, Maria Schmolln, Lengau und St. Johann am Walde erweitert werden. Der Bau von neunzehn neuen Windkraftanlagen wird evaluiert. Beim Pumpspeicherkraftwerk Ebensee wird in der zweiten Hälfte des Geschäftsjahres 2023/2024 die Errichtung des Zufahrtstunnels und der Kaverne sowie der Aufbau des Damms am Oberwasserspeicher im Fokus stehen.

Für das **Segment Netz** sind die regulatorischen Rahmenbedingungen für das laufende Geschäftsjahr weiterhin als stabil einzuschätzen. Für die vierte Regulierungsperiode Gas und die fünfte Regulierungsperiode Strom sind die Rahmenbedingungen fixiert. Aufgrund der hohen Investitionsbedarfe im Stromnetz sollen künftig Investitionsprognosen in der Tarifierung berücksichtigt werden. Die Gestaltung und der Ausbau erneuerbarer Energieformen bleiben für das Segment Netz weiterhin herausfordernd. Daneben werden die Weiterentwicklung der IT-Systeme sowie Zertifizierungen Arbeitsschwerpunkte im zweiten Halbjahr des Geschäftsjahres 2023/2024 sein.

Im **Segment Entsorgung** werden für die zweite Geschäftsjahreshälfte 2023/2024 grundsätzlich stabile Rahmenbedingungen im Hinblick auf die Verfügbarkeit von Abfallmengen, die einer thermischen Verwertung zugeführt werden, angenommen. Beim Wertstoff Altholz wird tendenziell ein sinkendes Preisniveau im zweiten Halbjahr des Geschäftsjahres 2023/2024 erwartet. Kostensteigerungen sollten wegen der prognostizierten, abflachenden Inflationsentwicklung weniger dynamisch als in der ersten Geschäftsjahreshälfte 2023/2024 ausfallen. In der zweiten Geschäftsjahreshälfte 2023/2024 wird mit der Auslieferung der ersten E-LKWs am Standort Redlham gerechnet. Darüber hinaus werden weitere PV-Anlagen am Standort Redlham und Timelkam errichtet und der Umbau des Standorts Horsching sollte abgeschlossen werden.

Die Umsetzung von Dekarbonisierungs- und Energieeffizienzprojekten für die Wärme- und Wasserversorgung sowie die Abwasserentsorgung wird im **Segment Tschechien** weiter vorangetrieben. Für Dienstleistungen, die für Gemeinden und Städte erbracht werden, wird im zweiten Halbjahr 2023/2024 eine positive Entwicklung erwartet. Die Gesellschaften werden weitere Projekte im Bereich der technischen Informationssysteme sowie der Smart Meter forcieren, um Kund:innen neue und effizientere Dienstleistungen anzubieten.

Im **Geschäftsfeld Telekom** wird der Schwerpunkt in der zweiten Hälfte des Geschäftsjahres 2023/2024 auf der Evaluierung der geänderten Marktbedingungen aufgrund der teilweisen Aussetzung neuer Fördermittel für den FTTH-Netzausbau in Oberösterreich sowie der daraus resultierenden strategischen Umpositionierung des FTTH-Joint Venture BBOÖ GmbH liegen.

In Anbetracht der geopolitisch und energiewirtschaftlich angespannten Situation sowie zahlreicher energiepolitischer Herausforderungen bleibt für die **Energie AG** die zuverlässige Versorgung ihrer Kund:innen sowie die Sicherstellung der finanziellen Stabilität des Konzerns auch im zweiten Halbjahr des Geschäftsjahres 2023/2024 stets im Fokus. Darüber hinaus werden in der zweiten Geschäftsjahreshälfte 2023/2024 zahlreiche Maßnahmen und Projekte vorangetrieben, um eine nachhaltige Energiezukunft aktiv mitzugestalten.

Trotz der prognostizierten, moderaten konjunkturellen Entwicklung und marktwirtschaftlicher Unsicherheiten sowie unter der Prämisse einer weitgehend stabilen Umfeldentwicklung erwartet die Energie AG dank ihres diversifizierten und robusten Geschäftsportfolios für das Geschäftsjahr 2023/2024 ein operatives Ergebnis über dem Niveau des Vorjahres.

Linz, am 29. Mai 2024

Der Vorstand der Energie AG Oberösterreich



Dr. Leonhard Schitter
CEO



Dr. Andreas Kolar
CFO

Konzernhalbjahresabschluss 2023/2024

der Energie AG Oberösterreich

KONZERN-GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG

01.10.2023 BIS 31.03.2024

	2023/2024 TEUR	angepasst 2022/2023 TEUR
1. Umsatzerlöse	1.935.436,2	2.636.914,6
Bezugskosten für Stromeigenhandel	-35.345,4	-75.238,4
Nettoumsatzerlöse	1.900.090,8	2.561.676,2
2. Veränderung des Bestands an fertigen und unfertigen Erzeugnissen	-1.397,8	-5.688,8
3. Andere aktivierte Eigenleistungen	15.952,5	14.287,2
4. Ergebnisanteil der at-equity einbezogenen Unternehmen	27.414,4	2.771,0
5. Sonstige betriebliche Erträge	13.808,9	8.678,4
6. Bewertung von Energiederivaten	117.984,7	110.655,0
7. Aufwendungen für Material und sonstige bezogene Herstellungsleistungen	-1.519.162,6	-2.253.236,7
8. Personalaufwand	-186.493,4	-171.046,7
9. Abschreibungen	-97.987,7	-96.828,8
10. Sonstige betriebliche Aufwendungen	-126.599,7	-115.429,9
11. Operatives Ergebnis	143.610,1	55.836,9
12. Finanzierungsaufwendungen	-14.649,9	-14.867,4
13. Sonstiges Zinsergebnis	5.108,5	5.418,8
14. Sonstiges Finanzergebnis	3.604,5	2.197,5
15. Finanzergebnis	-5.936,9	-7.251,1
16. Ergebnis vor Steuern	137.673,2	48.585,8
17. Steuern vom Einkommen	-25.566,0	-11.020,6
18. Konzernergebnis	112.107,2	37.565,2
Davon nicht beherrschenden Anteilen zuzurechnen	1.000,4	961,2
Davon den Gesellschaftern des Mutterunternehmens zuzurechnen		
Konzernjahresüberschuss	111.106,8	36.604,0

KONZERN-GESAMTERGEBNISRECHNUNG

01.10.2023 BIS 31.03.2024

	2023/2024 TEUR	2022/2023 TEUR
1. Konzernergebnis	112.107,2	37.565,2
2. Sonstiges Ergebnis		
Posten, die nicht nachträglich in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliedert werden:		
Neubewertung der leistungsorientierten Verpflichtung	-19.039,7	-473,2
Wertänderungen von Beteiligungen und Wertpapieren FVOCI	10.200,1	39.195,9
Latente Steuern	2.067,5	-8.903,0
Posten, die unter bestimmten Bedingungen nachträglich in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliedert werden:		
Bewertungen von Cash Flow Hedges	59.968,7	-446.406,5
Erfolgsneutrale Wertänderungen von Unternehmen at-equity	-190,3	17,9
Währungsdifferenzen	-3.459,3	4.411,8
Latente Steuern	-13.792,8	104.508,4
Summe im sonstigen Ergebnis erfasste Aufwendungen und Erträge	35.754,2	-307.648,7
3. Gesamtergebnis	147.861,4	-270.083,5
4. davon Gesamtergebnis der nicht beherrschenden Anteile	445,2	1.746,9
5. davon Gesamtergebnis der Muttergesellschaft	147.416,2	-271.830,4

KONZERNBILANZ ZUM 31. MÄRZ 2024

AKTIVA	31. März 2024 TEUR	30. September 2023 TEUR
A. Langfristiges Vermögen		
I. Immaterielle Vermögens- und Firmenwerte	230.844,1	233.032,2
II. Sachanlagen	2.021.212,4	2.019.276,4
III. Beteiligungen (davon Unternehmen at-equity: TEUR 319.948,0 (Vorjahr: TEUR 294.826,5))	406.786,5	370.907,5
IV. Sonstige Finanzanlagen	50.509,8	61.208,1
	2.709.352,8	2.684.424,2
V. Derivative Finanzinstrumente	53.397,4	69.164,8
VI. Übriges langfristiges Vermögen	6.902,3	8.058,4
VII. Aktive latente Steuern	9.460,0	6.656,7
	2.779.112,5	2.768.304,1
B. Kurzfristiges Vermögen		
I. Vorräte	78.355,5	95.887,9
II. Derivative Finanzinstrumente	90.361,1	152.266,0
III. Forderungen und sonstige Vermögenswerte	669.136,3	611.133,4
IV. Festgeldanlagen und kurzfristige Veranlagungen	119.822,2	258.656,1
V. Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	162.620,8	230.669,4
	1.120.295,9	1.348.612,8
	3.899.408,4	4.116.916,9

PASSIVA	31. März 2024 TEUR	30. September 2023 TEUR
A. Eigenkapital		
I. Grundkapital	88.650,1	88.651,8
II. Kapitalrücklagen	216.672,3	216.655,5
III. Gewinnrücklagen	1.363.909,0	1.306.064,1
IV. Sonstige Rücklagen	19.946,0	-16.353,0
V. Nicht beherrschende Anteile	12.851,2	15.647,9
	1.702.028,6	1.610.666,3
B. Langfristige Schulden		
I. Finanzverbindlichkeiten	295.296,1	606.268,7
II. Langfristige Rückstellungen	240.320,4	222.865,2
III. Passive latente Steuern	72.232,0	68.422,6
IV. Baukostenzuschüsse	348.367,9	343.794,0
V. Derivative Finanzinstrumente	53.446,4	136.037,7
VI. Übrige langfristige Schulden	44.583,3	47.394,4
	1.054.246,1	1.424.782,6
C. Kurzfristige Schulden		
I. Finanzverbindlichkeiten	317.441,4	32.193,9
II. Kurzfristige Rückstellungen	84.681,6	39.088,8
III. Steuerrückstellungen	32,9	66,0
IV. Lieferantenverbindlichkeiten	264.267,0	275.975,4
V. Derivative Finanzinstrumente	207.221,5	438.866,5
VI. Übrige kurzfristige Schulden	269.489,3	295.277,4
	1.143.133,7	1.081.468,0
	3.899.408,4	4.116.916,9

ENTWICKLUNG DES KONZERNEIGENKAPITALS (VERKÜRZT)

	Eigenkapital der Gesellschafter des Mutterunter- nehmens TEUR	Nicht beherrschende Anteile TEUR	Gesamt TEUR
Stand 30.09.2022	1.778.352,1	16.146,9	1.794.499,0
Sonstiges Ergebnis	-308.434,4	785,7	-307.648,7
Konzernergebnis	36.604,0	961,2	37.565,2
Gesamtergebnis	-271.830,4	1.746,9	-270.083,5
Dividendenausschüttung	-53.191,1	-457,7	-53.648,8
Sonstige Veränderungen	797,8	-1.096,1	-298,3
Transaktionen mit Anteilseignern	-52.393,3	-1.553,8	-53.947,1
Stand 31.03.2023	1.454.128,4	16.340,0	1.470.468,4
Stand 30.09.2023	1.595.018,4	15.647,9	1.610.666,3
Sonstiges Ergebnis	36.309,4	-555,2	35.754,2
Konzernergebnis	111.106,8	1.000,4	112.107,2
Gesamtergebnis	147.416,2	445,2	147.861,4
Dividendenausschüttung	-53.190,1	-519,4	-53.709,5
Sonstige Veränderungen	-67,1	-2.722,5	-2.789,6
Transaktionen mit Anteilseignern	-53.257,2	-3.241,9	-56.499,1
Stand 31.03.2024	1.689.177,4	12.851,2	1.702.028,6

KONZERN-KAPITALFLUSSRECHNUNG (VERKÜRZT)

	01.10.2023-31.03.2024 TEUR	01.10.2022-31.03.2023 TEUR
Ergebnis vor Ertragsteuern	137.673,2	48.585,8
Ergebnis nach Ertragsteuerzahlungen	122.365,8	34.004,2
Abschreibung/Zuschreibung auf das Anlagevermögen	96.030,3	95.830,6
Veränderung von langfristigen Rückstellungen	-1.584,5	-14.937,3
Veränderung des übrigen langfristigen Vermögens	1.156,1	-53,0
Thesaurierte Ergebnisse der Equity-Unternehmen	-25.311,9	-373,3
Gewinne aus dem Abgang von Vermögenswerten	-6.596,2	-1.029,0
Sonstige Posten	1.187,6	5.556,8
	187.247,2	118.999,0
Veränderung der kurzfristigen Vermögenswerte	-56.416,2	-104.511,5
Zahlungen aus Sicherungsgeschäften	-170.304,4	-877.210,8
Nicht zahlungswirksame Posten aus Derivaten	-32.102,9	-210.129,7
Sicherheitsleistungen für Börsengeschäfte	37.797,6	289.342,7
Veränderungen der kurzfristigen Verbindlichkeiten	-19.666,4	141.306,0
Veränderung der kurzfristigen Rückstellungen	45.592,8	2.196,4
CASH FLOW AUS DEM OPERATIVEN BEREICH	-7.852,3	-640.007,9
Auszahlungen für Zugänge zum Sachanlagevermögen und immateriellen Vermögen	-130.939,8	-107.721,6
Einzahlungen aus Abgängen von Finanzanlagen	198.236,2	90.044,2
Sonstige Posten	-56.607,9	-25.350,8
CASH FLOW AUS DEM INVESTITIONSBEREICH	10.688,5	-43.028,2
Dividendenausschüttung	-53.709,5	-53.647,1
Tilgung Sale-and-Lease-back-Transaktion Segment Entsorgung	-	-35.729,6
Sonstige Posten	-17.075,3	16.712,3
CASH FLOW AUS DEM FINANZIERUNGSBEREICH	-70.784,8	-72.664,4
CASH FLOW GESAMT	-67.948,6	-755.700,5
Finanzmittelfonds am Anfang der Periode	230.669,4	929.449,9
Cash Flow	-67.948,6	-755.700,5
Wechselkurseffekte auf den Finanzmittelfonds	-100,0	17,0
Finanzmittelfonds am Ende der Periode	162.620,8	173.766,4

ANHANG ZUM KONZERNHALBJAHRESABSCHLUSS 2023/2024 DER ENERGIE AG OBERÖSTERREICH

1. Allgemeine Angaben

Der verkürzte Halbjahresabschluss der Energie AG Oberösterreich zum 31.3.2024 wurde in Übereinstimmung mit den am Abschlussstichtag für Zwischenberichte verpflichtend anzuwendenden International Financial Reporting Standards (IFRS) und Interpretationen, herausgegeben vom International Accounting Standards Board (IASB) und übernommen von der Europäischen Union, unter Anwendung von IAS 34 (Interim financial reporting) erstellt. Der Zwischenbericht stellt eine Aktualisierung des Konzernabschlusses per 30.9.2023 dar. Der Halbjahresabschluss wurde weder einer vollständigen Prüfung noch einer prüferischen Durchsicht durch einen Wirtschaftsprüfer unterzogen.

Die Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden vom 30.9.2023 wurden – abgesehen von den angeführten Änderungen – unverändert angewendet.

2. Änderung von Rechnungslegungsmethoden

2.1 Erstmalig angewendete bzw. geänderte und von der EU übernommene Standards und Interpretationen

Neu anzuwendende, von der EU übernommene geänderte Standards mit Inkrafttreten¹⁾ am 1.1.2023 oder später:

- IFRS 17 (Insurance Contracts)
- IAS 1 (Amendments: Disclosure of Accounting Policies)
- IAS 8 (Amendments: Definition of Accounting Estimates)
- IAS 12 (Amendments: Deferred Tax related to Assets and Liabilities arising from a Single Transaction)
- IFRS 17 (Amendments: Initial Application of IFRS 17 and IFRS 9 – Comparative Information)
- IAS 12 (Amendments: International Tax Reform – Pillar Two Model Rules)

Die geänderten Standards haben keine wesentliche Auswirkung auf den Konzernabschluss.

2.2 Nicht vorzeitig angewendete Standards und Interpretationen

Im Halbjahresabschluss 2023/2024 wurden folgende, von der EU übernommene Änderungen nicht vorzeitig angewendet:

Inkrafttreten in der EU mit 1.1.2024:

- IAS 1 (Amendments: Classification of Liabilities as Current or Non-current, Deferral of Effective Date)
- IFRS 16 (Amendments: Lease Liability in a Sale and Leaseback)
- IAS 1 (Amendments: Non-current Liabilities with Covenants)
- IAS 7, IFRS 7 (Amendments: IAS 7 Statement of Cash Flows and IFRS 7 Financial Instruments: Disclosures: Supplier Finance Arrangements)

¹⁾ Die Standards sind gemäß dem Amtsblatt der EU für jene Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem Datum des Inkrafttretens beginnen.

Folgende Standards und Interpretationen, Änderungen und Verbesserungen von Standards treten mit 1.1.2025 oder später in Kraft, wobei eine Übernahme durch die Europäische Union derzeit noch nicht erfolgt ist:

- IAS 21 (Amendments: The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates: Lack of Exchangeability)
- IFRS 18 (Presentation and Disclosure in Financial Statements)
- IFRS 19 (Subsidiaries without Public Accountability: Disclosures)

Diese Standards werden voraussichtlich zum Zeitpunkt des Inkrafttretens angewendet werden.

Folgender Standard ist mit 1.1.2016 in Kraft getreten, wurde von der EU aber nicht übernommen:

- IFRS 14 (Regulatory Deferral Accounts)

Bei folgendem Standard wurde das Inkrafttreten auf unbestimmte Zeit verschoben:

- IFRS 10 und IAS 28 (Amendments: Sale or Contribution of Assets between an Investor and its Associate or Joint Venture)

Aus der erstmaligen Anwendung dieser Standards werden keine wesentlichen Auswirkungen auf den Konzernabschluss erwartet.

2.3 Sonstige Änderungen

Zur Verbesserung der Aussagekraft der Gewinn- und Verlustrechnung und darüber hinaus um die Vergleichbarkeit von Unternehmen derselben Branche zu gewährleisten werden Ergebnisse aus der Bewertung von Energiederivaten ohne Hedge-Accounting aus dem Portfolio Spark-Spread der Gas- und Dampfkraftwerk Timelkam GmbH (GuD) und der Cogeneration-Kraftwerke Management Oberösterreich GmbH (CMOÖ) in der Gewinn- und Verlustrechnung in einer gesonderten Position ausgewiesen. Die Änderung der Bilanzierungsmethode erfolgte gemäß IAS 8 retrospektiv durch Anpassung der Vergleichsinformation:

Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung 01.10.2022 bis 31.03.2023

		2022/2023 TEUR	Anpassung gemäß IAS 8 TEUR	angepasst 2022/ 2023 TEUR
1.	Umsatzerlöse	2.537.367,1	99.547,5	2.636.914,6
	Bezugskosten für Stromeigenhandel	-75.238,4	–	-75.238,4
	Nettoumsatzerlöse	2.462.128,7	99.547,5	2.561.676,2
6.	Bewertung von Energiederivaten	–	110.655,0	110.655,0
7.	Aufwendungen für Material und sonstige bezogene Herstellungsleistungen	-2.043.034,2	-210.202,5	-2.253.236,7
11.	Operatives Ergebnis	55.836,9	–	55.836,9

3. Konsolidierungskreis

Im Segment Holding & Services wurden die Energie AG Oberösterreich Customer Services GmbH und die Energie AG Oberösterreich Telekom GmbH auf die Energie AG Business Services GmbH verschmolzen. Diese wurde in der Folge in Energie AG Oberösterreich Services und Digital Solutions GmbH umfirmiert. Die Umgründung hat keine Auswirkung auf den Konzernabschluss.

4. Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

Werthaltigkeit von Vermögenswerten

Gas- und Dampfkraftwerk Timelkam

Aufgrund der aktuellen Marktsituation wurde die Werthaltigkeit des Gas- und Dampfkraftwerkes in Timelkam (Segment Energie) überprüft. Die installierte elektrische Leistung beträgt maximal 422 MW, die maximale Fernwärmeauskopplung 100 MW. Der Wirkungsgrad wurde mit 55,7 % angenommen. Die jährliche Stromerzeugung wurde mit bis zu 1.815 GWh (Vorjahr: 1.528 GWh) pro Jahr angesetzt. Die Annahmen für den künftigen Strom- und Gaspreis basieren – soweit verfügbar – auf Marktdaten, sofern keine Marktdaten verfügbar waren, wurden Schätzungen auf Basis von Marktstudien vorgenommen. Der geschätzte Strompreis beträgt EUR 93 bis EUR 127 /MWh (Vorjahr: EUR 100 bis EUR 253 /MWh). Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung wurden entsprechend den Wartungsplänen- und Verträgen berücksichtigt. Die sonstigen wesentlichen Aufwandspositionen wie insbesondere Personalkosten, Versicherung und Infrastrukturkosten werden jährlich um eine geschätzte Steigerungsrate erhöht. Der Abzinsungssatz beträgt 5,8 % (Vorjahr: 5,5 %/5,6 %). Der Planungszeitraum endet im Geschäftsjahr 2037/2038. Insbesondere aufgrund der gesunkenen Markterwartungen, wurde eine Wertminderung in Höhe von EUR 13,3 Mio. (Vorjahr: Wertminderung in Höhe von EUR 13,0 Mio.) vorgenommen. Der durch Anwendung der DCF-Methode ermittelte erzielbare Betrag entspricht dem Nutzungswert in Höhe von EUR 18,4 Mio. (Vorjahr: EUR 32,2 Mio.). Schwankungen der Cashflows um 20 % haben eine Veränderung des erzielbaren Betrages um EUR 3,7 Mio. zur Folge. Eine Erhöhung des Zinssatzes um 0,5 % führt zu einer Verringerung des erzielbaren Betrages um EUR 0,8 Mio..

5. Umsatzerlöse

	01.10.2023-31.03.2024 TEUR	angepasst 01.10.2022-31.03.2023 TEUR
Segment Energie		
Erlöse aus dem Verkauf von elektrischer Energie	918.529,9	1.215.040,9
Erlöse aus dem Verkauf von Erdgas	445.052,5	829.086,7
Erlöse aus dem Verkauf von Fernwärme	49.574,3	52.334,3
Sonstige	38.592,1	39.629,4
	1.451.748,8	2.136.091,3
Segment Netz		
Erlöse aus dem Strom- und Gasnetz	197.216,7	212.486,3
Erlöse aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen	15.009,5	14.368,6
Sonstige	3.588,5	3.301,7
	215.814,7	230.156,6
Segment Entsorgung		
Erlöse aus der Sammlung von Abfällen	58.513,0	56.247,1
Erlöse aus der Verwertung von Abfällen	42.524,0	41.172,9
Erlöse aus der Aufbereitung von Abfällen	25.703,3	25.532,9
Sonstige	5.726,1	5.181,8
	132.466,4	128.134,7
Segment Tschechien		
Erlöse aus der Lieferung von Wasser	45.588,7	45.183,0
Erlöse aus der Übernahme von Abwasser	42.121,4	40.281,1
Erlöse aus dem Verkauf von Fernwärme	17.729,4	20.328,1
Sonstige	16.026,0	14.459,1
	121.465,5	120.251,3
Segment Holding & Services	13.940,8	22.280,7
Umsatzerlöse	1.935.436,2	2.636.914,6
Bezugskosten für Stromeigenhandel	-35.345,4	-75.238,4
Nettoumsatzerlöse	1.900.090,8	2.561.676,2

6. Segmentberichterstattung

Im Energie AG Konzern erfolgt die Identifizierung der berichtspflichtigen Segmente entsprechend IFRS 8 nach der internen Berichterstattung und internen Steuerung (Management Approach).

Die Segmentberichterstattung umfasst die Segmente Energie, Netz, Entsorgung, Tschechien, Holding & Services.

Die Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden der berichteten Segmente sind dieselben wie die des gesamten Konzerns. Zwischen den Segmenten getätigte Umsätze („Innenumsätze“) werden zu marktüblichen Preisen oder auf Basis von Kosten verrechnet. Das operative Ergebnis ist jenes Periodenergebnis, welches regelmäßig von den Hauptentscheidungsträgern überwacht, zur Beurteilung des Erfolges hauptsächlich herangezogen und der Allokation von Ressourcen zugrunde gelegt wird.

2023/2024	Energie Mio. EUR	Netz Mio. EUR	Entsorgung Mio. EUR	Tschechien Mio. EUR	Holding & Services Mio. EUR	Überleitung Mio. EUR	Konzern Mio. EUR
Außenumsatz	1.451,7	215,8	132,5	121,5	13,9	–	1.935,4
Innenumsätze	9,9	9,6	11,9	–	108,3	-139,7	–
Gesamtumsatz	1.461,6	225,4	144,4	121,5	122,2	-139,7	1.935,4
Operatives Ergebnis	87,3	20,2	22,0	7,8	6,3	–	143,6

angepasst 2022/2023	Energie Mio. EUR	Netz Mio. EUR	Entsorgung Mio. EUR	Tschechien Mio. EUR	Holding & Services Mio. EUR	Überleitung Mio. EUR	Konzern Mio. EUR
Außenumsatz	2.136,0	230,2	128,1	120,3	22,3	–	2.636,9
Innenumsätze	4,3	8,1	11,1	–	90,0	-113,5	–
Gesamtumsatz	2.140,3	238,3	139,2	120,3	112,3	-113,5	2.636,9
Operatives Ergebnis	17,2	26,6	21,2	4,8	-14,0	–	55,8

Das operative Ergebnis in der Spaltenspalte entspricht jenem der Konzerngewinn- und verlustrechnung. Die Überleitungsrechnung auf das Ergebnis vor Ertragsteuern kann der Gewinn- und Verlustrechnung entnommen werden.

7. Finanzinstrumente

7.1 Buchwerte nach IFRS 9

Die Buchwerte der finanziellen Vermögenswerte und Schulden setzen sich wie folgt nach Klassen bzw. Bewertungskategorien gemäß IFRS 9 bzw. IFRS 16 zusammen:

	Kategorie nach IFRS 9	Buchwert 31.03.2024 TEUR	Buchwert 30.09.2023 TEUR
Beteiligungen		86.838,5	76.081,0
Anteile an verbundenen Unternehmen	FVOCI	1.547,9	1.583,9
Sonstige Beteiligungen	FVOCI	85.290,6	74.497,1
Sonstige Finanzanlagen		50.509,8	61.208,1
Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	AC	2.002,3	14.553,1
Sonstige Ausleihungen	AC	7.549,5	8.076,8
Wertpapiere FVOCI	FVOCI	11.701,0	11.324,9
Wertpapiere FVPL	FVPL	29.257,0	27.253,3
Derivative Finanzinstrumente (lang- und kurzfristig)		143.758,5	221.430,8
Derivate mit Hedge-Beziehung (Cash Flow Hedge)	n/a	46.951,4	101.219,2
Derivate mit Hedge-Beziehung (Fair Value Hedge)	n/a	–	135,0
Derivate ohne Hedge-Beziehung	FVPL	47.445,1	120.076,6
Geleistete Marginzahlungen	n/a	49.362,0	–
Forderungen und sonstige Vermögenswerte (lang- und kurzfristig) lt. Bilanz		676.038,6	619.191,8
davon nicht-finanzielle Vermögenswerte		45.148,3	33.600,9
davon finanzielle Vermögenswerte		630.890,3	585.590,9
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	AC	486.937,5	387.794,3
Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	AC	36.331,2	30.065,7
Forderungen gegenüber gemeinsamen Vereinbarungen und assoziierten Unternehmen	AC	15.248,8	22.079,2
Übrige finanzielle Vermögenswerte	AC	92.372,8	145.651,7
Festgeldanlagen und kurzfristige Veranlagungen		119.822,2	258.656,1
Festgeldanlagen	AC	109.934,1	94.845,2
kurzfristige Veranlagungen	FVPL	9.888,1	163.810,9
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	AC	162.620,8	230.669,4
Summe finanzielle Vermögenswerte		1.194.440,1	1.433.636,3

	Kategorie nach IFRS 9	Buchwert 31.03.2024 TEUR	Buchwert 30.09.2023 TEUR
Finanzverbindlichkeiten (lang- und kurzfristig)		612.737,5	638.462,6
Anleihen	FLAC	300.446,9	300.541,5
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	FLAC	16.980,0	12.826,7
Leasingverbindlichkeiten	IFRS 16	80.327,9	81.418,2
Übrige Finanzverbindlichkeiten	FLAC	214.982,7	243.676,2
Lieferantenverbindlichkeiten (kurzfristig)	FLAC	264.267,0	275.975,4
Derivative Finanzinstrumente (lang- und kurzfristig)		260.667,9	574.904,2
Derivate mit Hedge-Beziehung (Cash Flow Hedge)	n/a	46.584,8	145.342,2
Derivate mit Hedge-Beziehung (Fair Value Hedge)	n/a	23.962,4	29.118,9
Derivate ohne Hedge-Beziehung	FVPL	190.120,7	378.018,2
Erhaltene Marginzahlungen	n/a	–	22.424,9
Übrige Schulden (lang- und kurzfristig) lt. Bilanz		314.072,6	342.671,8
davon nicht-finanzielle Schulden		241.673,7	256.257,1
davon finanzielle Schulden		72.398,9	86.414,7
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	FLAC	28.379,0	284,4
Verbindlichkeiten gegenüber gemeinsamen Vereinbarungen und assoziierten Unternehmen	FLAC	8.262,9	6.073,1
Sonstige finanzielle Verbindlichkeiten (lang- und kurzfristig)	FLAC	35.757,0	80.057,2
Summe finanzieller Schulden		1.210.071,3	1.575.756,9
Buchwerte nach Bewertungskategorien gemäß IFRS 9			
Financial Assets at Amortized Costs (AC)		912.997,0	933.735,4
Financial Assets at Fair Value through Other Comprehensive Income (FVOCI)		98.539,5	87.405,9
Financial Assets at Fair Value through Profit or Loss (FVPL)		86.590,2	311.140,8
Financial Liabilities at Amortized Cost (FLAC)		869.075,5	919.434,5
Financial Liabilities at Fair Value through Profit or Loss (FVPL)		190.120,7	378.018,2

Die positiven und negativen lang- und kurzfristigen Marktwerte des Bilanzpostens Derivative Finanzinstrumente teilen sich wie folgt auf:

	AKTIVA		PASSIVA	
	Buchwert 31.03.2024 TEUR	Buchwert 30.09.2023 TEUR	Buchwert 31.03.2024 TEUR	Buchwert 30.09.2023 TEUR
Cash Flow Hedges	22.309,7	35.120,1	22.342,1	17.303,5
Stromforwards	4.074,1	12.092,5	20.165,6	15.908,0
Sonstige	18.235,6	23.027,6	2.176,5	1.395,5
Fair Value Hedges	–	–	23.366,8	24.294,0
Derivate ohne Hedge	5.533,1	34.044,7	7.737,5	89.536,2
Stromforwards	1.344,8	18.023,5	7.737,5	89.495,2
Gasforwards	4.188,3	16.021,2	–	41,0
Geleistete/Erhaltene Marginzahlungen	25.554,6	–	–	4.904,0
LANGFRISTIGE DERIVATIVE FINANZINSTRUMENTE	53.397,4	69.164,8	53.446,4	136.037,7
Cash Flow Hedges	24.641,7	66.099,1	24.242,7	128.038,7
Stromforwards	24.397,9	65.327,4	24.184,8	127.990,7
Sonstige	243,8	771,7	57,9	48,0
Fair Value Hedges	–	135,0	595,6	4.824,9
Derivate ohne Hedge	41.912,0	86.031,9	182.383,2	288.482,0
Stromforwards	36.982,5	72.351,2	182.383,2	288.271,8
Gasforwards	4.929,5	13.645,6	–	190,5
Sonstige	–	35,1	–	19,7
Geleistete/Erhaltene Marginzahlungen	23.807,4	–	–	17.520,9
KURZFRISTIGE DERIVATIVE FINANZINSTRUMENTE	90.361,1	152.266,0	207.221,5	438.866,5
Cash Flow Hedges	46.951,4	101.219,2	46.584,8	145.342,2
Stromforwards	28.472,0	77.419,9	44.350,4	143.898,7
Sonstige	18.479,4	23.799,3	2.234,4	1.443,5
Fair Value Hedges	–	135,0	23.962,4	29.118,9
Derivate ohne Hedge	47.445,1	120.076,6	190.120,7	378.018,2
Stromforwards	38.327,3	90.374,7	190.120,7	377.767,0
Gasforwards	9.117,8	29.666,8	–	231,5
Sonstige	–	35,1	–	19,7
Geleistete/Erhaltene Marginzahlungen	49.362,0	–	–	22.424,9
DERIVATIVE FINANZINSTRUMENTE (LANG- UND KURZFRISTIG)	143.758,5	221.430,8	260.667,9	574.904,2

Cashflow Hedges und Fair Value Hedges werden insbesondere zur Absicherung von Preisänderungs- und Zinsänderungsrisiken von Grundgeschäften abgeschlossen. Bei den Derivaten ohne Hedge handelt es sich weitestgehend um geschlossene Positionen, wobei die Kriterien für Hedge-Accounting nach IFRS 9 nicht erfüllt werden. In diesen positiven und negativen Marktwerten sind keine Futures enthalten, da diese mit täglichen Marginzahlungen ausgeglichen werden.

7.2 Bewertungen zum beizulegenden Zeitwert

7.2.1 Beizulegender Zeitwert von finanziellen Vermögenswerten und Schulden, die regelmäßig zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden

Gemäß IFRS 13 wird für Finanzinstrumente eine hierarchische Einstufung der beizulegenden Zeitwerte vorgenommen. Dabei wird in Hinblick auf etwaige Schätzungsunsicherheiten der beizulegenden Zeitwerte zwischen drei Stufen unterschieden:

Stufe 1: Bewertung zu auf aktiven Märkten für identische Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten notierten Preisen.

Stufe 2: Bewertung auf Basis von Inputfaktoren, die direkt oder indirekt am Markt beobachtbar sind sowie Bewertungen auf Basis notierter Preise auf inaktiven Märkten.

Stufe 3: Bewertung auf Basis von Faktoren, die nicht am Markt beobachtbar sind.

Wenn die zur Bestimmung des beizulegenden Zeitwertes eines Vermögenswertes oder einer Schuld verwendeten Inputfaktoren in unterschiedliche Stufen der Fair Value-Hierarchie eingeordnet werden können, wird die Bewertung zum beizulegenden Zeitwert in ihrer Gesamtheit der Stufe der Fair Value-Hierarchie zugeordnet, die dem niedrigsten Inputfaktor entspricht, der für die Bewertung insgesamt wesentlich ist.

Die zum beizulegenden Zeitwert bewerteten Finanzinstrumente werden wie folgt den Stufen 1 bis 3 zugeordnet:

31.03.2024	Buchwert TEUR	Bewertung zu Marktpreisen Stufe 1	Bewertung anhand am Markt beobachtbarer Inputfaktoren Stufe 2	Sonstige Bewertungs- methoden Stufe 3	Summe beizulegender Zeitwert TEUR
	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR
Aktiva					
Anteile an verbundenen Unternehmen (FVOCI)	1.547,9	–	–	1.547,9	1.547,9
Sonstige Beteiligungen (FVOCI)	85.290,6	1.480,7	–	83.809,9	85.290,6
Wertpapiere (FVOCI)	11.701,0	11.701,0	–	–	11.701,0
Wertpapiere (FVPL)	29.257,0	29.257,0	–	–	29.257,0
Derivate mit Hedge-Beziehung (Cash Flow Hedge)	46.951,4	–	46.951,4	–	46.951,4
Derivate mit Hedge-Beziehung (Fair Value Hedge)	–	–	–	–	–
Derivate ohne Hedge-Beziehung (FVPL)	47.445,1	–	47.445,1	–	47.445,1
Kurzfristige Veranlagungen (FVPL)	9.888,1	9.888,1	–	–	9.888,1
Summe	232.081,1	52.326,8	94.396,5	85.357,8	232.081,1
Passiva					
Derivate mit Hedge-Beziehung (Cash Flow Hedge)	46.584,8	–	46.584,8	–	46.584,8
Derivate mit Hedge-Beziehung (Fair Value Hedge)	23.962,4	–	23.962,4	–	23.962,4
Derivate ohne Hedge-Beziehung (FVPL)	190.120,7	–	190.120,7	–	190.120,7
Summe	260.667,9	–	260.667,9	–	260.667,9

30.09.2023	Buchwert TEUR	Bewertung zu Marktpreisen Stufe 1 TEUR	Bewertung anhand am Markt beobachtbarer Inputfaktoren Stufe 2 TEUR	Sonstige Bewertungs- methoden Stufe 3 TEUR	Summe beizulegender Zeitwert TEUR
Aktiva					
Anteile an verbundenen Unternehmen (FVOCI)	1.583,9	–	–	1.583,9	1.583,9
Sonstige Beteiligungen (FVOCI)	74.497,1	1.683,9	–	72.813,2	74.497,1
Wertpapiere (FVOCI)	11.324,9	11.324,9	–	–	11.324,9
Wertpapiere (FVPL)	27.253,3	27.253,3	–	–	27.253,3
Derivate mit Hedge-Beziehung (Cash Flow Hedge)	101.219,2	–	101.219,2	–	101.219,2
Derivate mit Hedge-Beziehung (Fair Value Hedge)	135,0	–	135,0	–	135,0
Derivate ohne Hedge-Beziehung (FVPL)	120.076,6	–	120.076,6	–	120.076,6
Kurzfristige Veranlagungen (FVPL)	163.810,9	163.810,9	–	–	163.810,9
Summe	499.900,9	204.073,0	221.430,8	74.397,1	499.900,9
Passiva					
Derivate mit Hedge-Beziehung (Cash Flow Hedge)	145.342,2	–	145.342,2	–	145.342,2
Derivate mit Hedge-Beziehung (Fair Value Hedge)	29.118,9	–	29.118,9	–	29.118,9
Derivate ohne Hedge-Beziehung (FVPL)	378.018,2	–	378.018,2	–	378.018,2
Summe	552.479,3	–	552.479,3	–	552.479,3

Die Finanzinstrumente der Stufe 3 haben sich wie folgt entwickelt:

	2023/2024 TEUR	2022/2023 TEUR
Buchwert 1.10.	74.397,1	38.524,4
Gewinne (Verluste) - ergebnisneutral	10.027,1	35.927,5
Zugänge	980,0	-
Abgänge	-	-64,7
Umgliederungen	-	-
Währungsumrechnung	-46,4	9,9
Buchwert	85.357,8	74.397,1

Die erfolgsneutral erfassten Gewinne (Verluste) beinhalten die Zuschreibung der Beteiligung an der Verbund Hydro Power GmbH in Höhe von TEUR 10.295,2 (Vorjahr: 36.836,2). Der beizulegende Zeitwert der Beteiligung (0,42 %) in Höhe von TEUR 77.594,1 (30.9.2023: TEUR 67.298,9) wurde auf Basis der erwarteten künftigen Ausschüttungen und einem Abzinsungssatz in Höhe von 8,13 % (30.9.2023: 8,33 %) ermittelt. Der Anstieg des beizulegenden Zeitwertes resultiert vor allem aus höheren erwarteten Ausschüttungen.

Die in Summe erfolgsneutralen Gewinne in Höhe von TEUR 10.027,1 (Vorjahr: TEUR 35.927,5) wurden im sonstigen Ergebnis in der Zeile „Wertänderung von Beteiligungen und Wertpapieren FVOCI“ erfasst.

Eine Erhöhung (Verminderung) der Annahmen der Cashflows um 25 % hätte eine Erhöhung (Verminderung) des Sonstigen Ergebnisses in Höhe von TEUR 16.060,8 (TEUR -16.060,8) (Vorjahr: TEUR 13.569,7 (TEUR -13.569,7)) ergeben. Eine Erhöhung (Verminderung) des Abzinsungssatzes um 50 Basispunkte hätte eine Verminderung (Erhöhung) des Sonstigen Ergebnisses in Höhe von TEUR -2.009,4 (TEUR 2.104,4) (Vorjahr: TEUR -1.531,9 (TEUR 1.601,6)) ergeben.

7.2.2 Bewertungsverfahren und Inputfaktoren bei der Ermittlung der beizulegenden Zeitwerte

Die Fair Values der finanziellen Vermögenswerte und Schulden entsprechen in der Regel den Marktpreisen zum Bilanzstichtag. Sofern Preise nicht unmittelbar auf Märkten verfügbar sind, werden die Fair Values – wenn sie nicht von untergeordneter Bedeutung sind – unter Anwendung anerkannter finanzmathematischer Bewertungsmodelle und aktueller Marktparameter (insbesondere Zinssätze, Wechselkurse und Bonität der Vertragspartner) berechnet. Dazu werden die Cash-Flows der Finanzinstrumente auf den Bilanzstichtag abgezinst.

Folgende Bewertungsverfahren und Inputfaktoren wurden verwendet:

Finanzinstrumente	Stufe	Bewertungsverfahren	Inputfaktoren
Sonstige Beteiligungen	3	Kapitalwertorientiert	Annahmen über Cash Flows, Zinssätze, Planungsrechnungen
Börsennotierte Wertpapiere, Publikumsfonds	1	Marktwertorientiert	Nominalwerte, Börsepreis, Net Asset Value
Börsennotierte Energietermingeschäfte	1	Marktwertorientiert	An der Börse festgestellter Abrechnungspreis
Nicht börsennotierte Energietermingeschäfte	2	Kapitalwertorientiert	Von Börsenkursen abgeleitete Forwardpreiskurve, Zinsstrukturkurve, Kreditrisiko der Vertragspartner auf Nettobasis
Gas- und Gas-Oil-Swaps	2	Kapitalwertorientiert	bereits fixierte oder über Forward-Preise ermittelte Cashflows, Zinsstrukturkurve, Kreditrisiko der Vertragspartner
Zinsswaps	2	Kapitalwertorientiert	bereits fixierte oder über Forward-Rates ermittelte Cashflows, Zinsstrukturkurve, Kreditrisiko der Vertragspartner

7.2.3 Beizulegende Zeitwerte von finanziellen Vermögenswerten und Schulden, die nicht regelmäßig zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden, bei denen der beizulegende Zeitwert aber anzugeben ist

Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, Forderungen an verbundene Unternehmen, Forderungen an gemeinsame Vereinbarungen und assoziierte Unternehmen, übrige finanzielle Vermögenswerte sowie Festgeldanlagen und kurzfristige Veranlagungen haben überwiegend kurze Restlaufzeiten. Daher entsprechen ihre Buchwerte zum Bilanzstichtag näherungsweise dem beizulegenden Zeitwert. Die beizulegenden Zeitwerte der langfristigen Ausleihungen entsprechen, sofern wesentlich und fix verzinst, den Barwerten der mit den Vermögenswerten verbundenen Zahlungen unter Berücksichtigung der jeweils aktuellen Marktparameter (Zinssätze und Bonitätsaufschläge).

Lieferantenverbindlichkeiten, Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen, Verbindlichkeiten gegenüber gemeinsamen Vereinbarungen und assoziierten Unternehmen und übrige finanzielle Verbindlichkeiten haben regelmäßig kurze Restlaufzeiten; die bilanzierten Werte stellen näherungsweise die beizulegenden Zeitwerte dar. Die beizulegenden Zeitwerte der Finanzverbindlichkeiten werden, sofern wesentlich und fix verzinst, als Barwerte der mit den Schulden verbundenen Zahlungen unter Zugrundelegung der jeweils gültigen Marktparameter (Zinssätze und Bonitätsaufschläge) ermittelt.

Folgende finanzielle Vermögenswerte und Schulden haben einen vom Buchwert abweichenden Fair Value:

	Kategorie nach IFRS 9	Buchwert 31.03.2024 TEUR	Fair Value 31.03.2024 TEUR	Buchwert 30.09.2023 TEUR	Fair Value 30.09.2023 TEUR	Stufe
Aktiva						
Sonstige Finanzanlagen						
Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	AC	2.002,3	2.202,6	14.553,1	14.496,7	Stufe 3
Sonstige Ausleihungen	AC	7.549,5	7.488,1	8.076,8	7.978,3	Stufe 3
Passiva						
Finanzverbindlichkeiten						
Anleihen	FLAC	300.446,9	301.005,0	300.541,5	301.383,0	Stufe 1
Übrige Finanzverbindlichkeiten	FLAC	214.982,7	145.527,1	243.676,2	156.343,6	Stufe 3

Die beizulegenden Zeitwerte der oben angeführten finanziellen Schulden in der Stufe 3 wurden in Übereinstimmung mit allgemein anerkannten Bewertungsverfahren basierend auf Discounted-Cashflow-Analysen bestimmt. Wesentlicher Eingangsparameter ist der Abzinsungssatz, der das Ausfallsrisiko der Gegenparteien berücksichtigt.

7.3 Bewertung von Energiederivaten

	2023/2024 TEUR	2022/2023 TEUR
Bewertungen positiv	419.020,7	3.311.635,1
Bewertungen negativ	-301.036,0	-3.200.980,1
	117.984,7	110.655,0

Das Ergebnis aus der Bewertung von Energiederivaten wird durch Ergebnisse aus der physischen Erfüllung in der Gewinn- und Verlustrechnung ausgeglichen.

8. Chancen- und Risikomanagement

8.1 Risikomanagement-Prozess

Angesichts der aktuellen Entwicklungen im Energiesektor und den damit verbundenen Herausforderungen, darunter volatile Preisbewegungen und politische Veränderungen, steht die Energie AG vor einem breiten Spektrum an Unsicherheiten. Das Hauptziel des Risikomanagement-Prozesses besteht darin, diese Risiken und Chancen frühzeitig zu identifizieren und zu bewerten, gefolgt von der Umsetzung geeigneter Maßnahmen zur Risikominderung und zur Nutzung von Chancen. Diese Risikobewertungen sind integraler Bestandteil des Führungs- und Steuerungssystems und haben wesentlichen Einfluss auf strategische sowie operative Entscheidungen des Managements.

Zur Unterstützung dieses Prozesses richtet sich das Risikomanagement der Energie AG nach dem bewährten COSO-II-Rahmenwerk, das als internationaler Standard für unternehmensweites Risikomanagement anerkannt ist. Die verantwortlichen Geschäftsbereiche identifizieren, bewerten und dokumentieren die Risiken, Chancen und erforderlichen Maßnahmen in einem strukturierten vierteljährlichen Prozess und nutzen dabei ein zentrales Managementsystem. Diese dezentral erfassten Informationen werden anschließend auf Konzernebene analysiert und zur Gesamtrisikoposition des Unternehmens aggregiert.

Die Berichterstattung an den Konzernvorstand erfolgt vierteljährlich und bei Bedarf auch ad hoc, wobei der Risikomanagement-Bericht einen integralen Bestandteil der Aufsichtsratsberichterstattung darstellt. Zusätzlich wird er gemäß URÄG dem Prüfungsausschuss zur Verfügung gestellt, um die Wirksamkeit und Validität der Prozesse sicherzustellen. Die ordnungsgemäße Dokumentation und Nachvollziehbarkeit der Prozesse wird durch das zentrale Managementsystem gewährleistet.

8.2 Wesentliche Chancen (+) | Risiken (-)¹⁾ und Maßnahmen

STRATEGISCHE CHANCEN | RISIKEN

+ | Strategische Chancen | Risiken durch

- Änderungen der klimatischen Rahmenbedingungen
 - Extrem-Ereignisse und deren Folgen (Hitze- |Trockenperioden, Überschwemmungen, Stürme, Hagel, Waldbrände, Lawinen)
 - langfristige Veränderungen klimatischer und ökologischer Bedingungen (Niederschlagshäufigkeit]-mengen, Anstieg der Durchschnittstemperaturen)
- Veränderungen der energiepolitischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen
- Änderungen in den technologischen Entwicklungen, im Marktumfeld, in den Kundenbedürfnissen ...

Maßnahmen:

- kontinuierliche intensive Beobachtung von energiepolitischen-|wirtschaftlichen Entwicklungen, Märkten, Wettbewerbern, Kunden, Klima und Technologien
- Teilnahme an Forschungsprojekten, ...
- frühzeitiges und intensives Monitoring von strategischen Chancen | Risiken

WERTHALTIGKEITS-CHANCEN | RISIKEN

- Zu- und Abschreibungen bei Anlagen, Bezugsrechten, Beteiligungen
- Wertberichtigung von Forderungen
- Bildung von Drohverlustrückstellungen

Maßnahmen:

- laufendes Monitoring, Sensitivitätsanalysen
- langfristige Verträge
- Kontrahenten-Risikomanagement

PROJEKT-CHANCEN | RISIKEN

- hohe, langfristige Investitionskosten, Projekte mit hoher Komplexität
- Unter- und Überschreitungen von den geplanten Werten betreffend Zeitplan, Projekt-Kosten und -Qualität
- (energie-)politische Unsicherheit

Maßnahmen:

- Projektmanagement
- Risikomanagement-Methoden im gesamten Projektzyklus
- optimierte Vertragsgestaltung

NACHHALTIGKEITS-CHANCEN | RISIKEN

Mittelfristig – in unserem 5-Jahres Planungshorizont – gehen wir davon aus, dass klimabezogene Chancen|Risiken innerhalb der statistischen Bandbreite der vergangenen Jahre bleiben, diese werden auch so in unseren Szenarien (Chancen|Risiken) berücksichtigt.

Mögliche darüberhinausgehende langfristige klimabedingte Risiken und Chancen werden in der strategischen Entscheidungsfindung berücksichtigt.

In die Risikosteuerung fließen zunehmend auch Environmental-, Social- und Governance-(ESG)-Aspekte ein.

¹⁾ Risiko|Chancen-Definition:

- ein Risiko ist die Möglichkeit, dass ein Ereignis eintritt, das sich negativ auf die Zielgröße (EBT, EBIT, cashflow) auswirkt
- eine Chance ist die Möglichkeit, dass ein Ereignis eintritt, das sich positiv auf die Zielgröße (EBT, EBIT, cashflow) auswirkt

MARKT- UND WETTBEWERBSRISIKEN

+/- Marktpreisänderungen

(Strom-, Gas- Biomasse- und CO₂-Zertifikats-Preise)

Maßnahmen:

- gebündeltes Management der Commodity Preisrisiken durch die Energie AG Oberösterreich Trading GmbH
- auf das Marktumfeld abgestimmte Risikostrategien
- Nutzung konzerninterner Synergien

+/- Stromerzeugungsmenge aus Wasserkraft

beeinflusst durch die Wetter-/Klima-Entwicklung

Maßnahmen:

- Optimierte Bewirtschaftung des Erzeugungspotfolios

+/- Stromproduktion aus thermischen Kraftwerken

Maßnahmen:

- gebündeltes Management der Commodity Preisrisiken durch die Energie AG Trading
- langfristige Verträge
- Nutzung konzerninterner Synergien
- auf das Marktumfeld abgestimmte Risikostrategien

+/- Absatzmengen von Strom, Gas, Wärme und Telekommunikations-dienstleistungen

beeinflusst durch Wetter-/Klima-Entwicklung, Wettbewerb, Konjunktur, Politik, ...

Maßnahmen:

- Bündelung der Vertriebe
- Preisgarantie
- Service- und Förderangebote
- Fokus auf Digitalisierung
- Positionierung als Energiedienstleister

+/- Marktpreis- und Mengen-Änderungen in der Entsorgung

Wertstoffe, Gewerbemüll, Hausmüll, Anlieferpreise Thermik, ...

- verstärkter Wettbewerb mit Vorbehandlungsanlagen und industriellen Mitverbrennern
- verstärkte Rekommunalisierungsbestrebungen kommunaler Abfallwirtschaftsverbände

Maßnahmen:

- langfristige Lieferverträge mit festgelegten Mengen und Preisen
- fokussierte Marktaktivitäten
- intensivierte Zusammenarbeit mit dem öffentlichen Sektor
- Weiterentwicklung von Digitalisierungsprojekten

+/- Vertragsverluste/-gewinne sowie Vertragsveränderungen im Wasser-/Abwasserbereich

Maßnahmen:

- Synergieprojekte
- laufende Beteiligung an (Konzessions-) Ausschreibungen

CHANCEN | RISIKEN AUS DER OPERATIVEN GESCHÄFTSTÄTIGKEIT

- Anlagenrisiken

Beeinträchtigung der Verfügbarkeit von Anlagen durch

- technische Störungen, Sabotage, ...
- Naturkatastrophen wie Stürme, Hochwasser, ...

Maßnahmen:

- Wartungs- und Qualitätskontrollen
- optimierte Instandhaltungsstrategie
- bauliche (Hochwasser)-Schutzmaßnahmen
- Strategieprogramme „Verkabelung von störungsanfälligen Mittelspannungsleitungen“, „Niederspannungsverkabelung“, konsequente Erweiterung der Netz-Automatisierung
- Krisen- und Notfallmanagement
- Versicherungen

+/- physische Wetterrisiken

wie Hitze-|Trockenperioden, Überschwemmungen, Stürme, Hagel, Waldbrände, Lawinen und deren Auswirkungen auf Dritte

Maßnahmen:

- bauliche (Hochwasser)-Schutzmaßnahmen
- Strategieprogramme „Verkabelung von störungsanfälligen Mittelspannungsleitungen“, „Niederspannungsverkabelung“, konsequente Erweiterung der Netz-Automatisierung
- Krisen- und Notfallmanagement
- Versicherungen

- Risiken aus Informationssicherheit, Cyber Security und Datenschutz

Maßnahmen:

- optimierte Versicherungsstrategie
- umfassende technische Maßnahmen
- Managementsystemen für Informationssicherheit und Datenschutz

- Personalrisiken

- Sicherheits- und Gesundheitsrisiken für eigene Mitarbeiter:innen und Leasing-Mitarbeiter:innen
- Verlust von Kompetenz und Know-how

Maßnahmen:

- Sicherheitsschulungen für Beschäftigte
- Betriebliches Gesundheitsmanagement energy@work
- Lehrlings-|Traineeausbildung
- Konzernrichtlinien „Personalführungsmodell“, „Management by Objectives“, „Führungskräfte-Akademie“

POLITISCHE, REGULATORISCHE UND RECHTLICHE CHANCEN | RISIKEN

+/- Änderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen

für Strom- und Gasnetz

Maßnahmen:

- intensiver und konstruktiver Dialog mit der Regulierungsbehörde
- Zusammenarbeit in Interessensvertretungen

+/- rechtliche Risiken

aus offenen Rechtsstreitigkeiten

Maßnahmen:

- juristische Unterstützung
- bilanzielle Rückstellungen
- außergerichtliche Vergleiche

+/- politische und rechtliche Rahmenbedingungen

- klimapolitische EU-Vorgaben bzw. deren Umsetzung in Österreich
- rechtlichen Rahmenbedingungen für die Projektentwicklung und –umsetzung
- Änderungen des Förderregimes

Maßnahmen:

- intensiver und konstruktiver Dialog mit Behörden und Politik
- Zusammenarbeit in Interessensvertretungen

COMPLIANCE-RISIKEN UND DATENSCHUTZVERLETZUNGEN

- Compliance-Risiken

- Kartell- und Korruptionsrisiken
- Finanzmarkt-Compliance

Maßnahmen:

- Konzernrichtlinien „Compliance Management System“, „Antikorruption“, „Umgang mit Insider-Informationen“, „IKT-Informationssicherheitsmanagement“
- Präsenzs Schulungen und E-Learnings

- Datenschutzverletzungen

- unbeabsichtigte oder unrechtmäßige Datenvernichtung, -verlust, -veränderung oder -offenlegung
- Hackangriff

Maßnahmen:

- Konzernrichtlinien „Datenschutz-Managementssystem“ und „Datenschutz-Compliance-Policy“
- Präsenzs Schulungen und E-Learnings

FINANZRISIKEN

+/- Zinssatz-Änderungen

Maßnahmen:

- Langfristige Fixzinsvereinbarungen

+/- Fremdwährungsrisiko

vorwiegend aus den Transaktions- und Translationsrisiken der tschechischen Konzerngesellschaften

Maßnahmen:

- laufendes Monitoring
- im Bedarfsfall Währungsabsicherungen

+/- Preisänderungen bei Finanzanlagen (Wertpapiere, Fonds)

resultierend aus Marktwertschwankungen an den Kapitalmärkten

Maßnahmen:

- konservative Veranlagungspolitik (Investment Policy)
- konsequentes Monitoring
- laufende Quantifizierung der Kursrisiken

+/- Rating-Veränderung

bedeutet geringere | höhere Refinanzierungskosten

Maßnahmen:

- das Management der Energie AG strebt unverändert die langfristige Aufrechterhaltung der Single-A-Bonität an
- Sicherstellung der Einhaltung der dafür notwendigen Finanzkennzahlen

+/- Chancen | Risiken aus Beteiligungen

- Schwankungen der Beteiligungserträge
- Schwankungen bei Dividenden-| Gewinnausschüttungen

Maßnahmen:

- laufendes Monitoring
- Vertretung in den Gremien der Beteiligungen

+/- Änderungen des Diskontierungszinses für Rückstellungen

der Barwert von Rückstellungen sinkt bei einem höheren Diskontierungszinssatz und steigt bei einem geringeren Diskontierungszinssatz

Maßnahmen:

- laufendes Monitoring

- Kontrahenten-Risiken

vollständiger bzw. teilweiser Ausfall von Kontrahenten

Maßnahmen:

- laufendes Monitoring
- Kredit-Limitsysteme
- Absicherungsinstrumente
- gezielte Strategie der Diversifizierung der Geschäftspartner:innen

- Liquiditätsrisiko

Maßnahmen:

- zentrale, vorausschauende Liquiditätsplanung
- ausreichende Liquiditätsreserven
- offene, teilweise kommittierte Kreditlinien

9. Beziehungen zu nahestehenden Unternehmen und Personen

Zu den nahestehenden Unternehmen und Personen zählt die OÖ Landesholding GmbH als Mehrheitseigentümer sowie ihre Tochterunternehmen, das Land Oberösterreich als alleiniger Gesellschafter der OÖ Landesholding GmbH, die Gemeinschaftsunternehmen, die assoziierten Unternehmen sowie die Mitglieder des Vorstands und des Aufsichtsrats der Energie AG Oberösterreich und deren nahe Angehörige.

		Erlöse TEUR	Aufwen- dungen TEUR	Forderungen TEUR	Verbind- lichkeiten TEUR
Land Oberösterreich	2023/2024	934,8	104,2	179,9	967,5
	2022/2023	842,5	79,1	156,7	1.531,8
OÖ Landesholding und Tochterunternehmen	2023/2024	10.224,0	172,9	37.566,0	2,8
	2022/2023	9.948,0	66,9	26.258,9	1,3
Assoziierte Unternehmen	2023/2024	63.489,8	11.737,4	7.864,9	6,3
	2022/2023	85.484,8	14.346,2	13.039,6	4,6
Gemeinschaftsunternehmen	2023/2024	7.130,6	5.783,6	5.750,8	293,1
	2022/2023	11.989,9	4.638,6	78.577,2	363,7

Die Leistungsbeziehungen erfolgen zu marktüblichen Bedingungen bzw. auf Basis von Kosten.

10. Sonstige Angaben

Insbesondere in der Stromerzeugung, dem Stromvertrieb und dem Gasgeschäft sind witterungsbedingte Schwankungen der Umsätze und Ergebnisse innerhalb des Geschäftsjahres zu verzeichnen. Im Segment Energie werden dabei im ersten Halbjahr tendenziell höhere Ergebnisse erzielt als im zweiten Halbjahr. Aufgrund eingeschränkter Bautätigkeit in den Herbst- und Wintermonaten sind die Investitionen in Sachanlagevermögen im ersten Halbjahr grundsätzlich niedriger als jene im zweiten Halbjahr. Der Erzeugungskoeffizient betrug im ersten Halbjahr 1,27 (Vorjahr: 1,03).

Die Zugänge zu Sachanlagen betragen im ersten Halbjahr 2023/2024 EUR 100,7 Mio. (Vorjahr: EUR 68,6 Mio.) der Buchwertabgang beträgt EUR 1,6 Mio. (Vorjahr: EUR 2,2 Mio.). Die Verpflichtungen zum Kauf von Sachanlagevermögen betragen EUR 306,1 Mio. (Vorjahr: EUR 73,3 Mio.).

Volatile Preise für Strom und Gas führten im Berichtszeitraum sowie im Vorjahr zu hohen Zahlungsströmen aus derivativen Finanzinstrumenten. Die Kapitalflussrechnung beinhaltet laufende Auszahlungen für Sicherungsgeschäfte in Höhe von EUR -170,3 Mio. (Vorjahr: Auszahlungen in Höhe von EUR -877,2 Mio.) sowie Einzahlungen aus nicht mehr erforderlichen, für Börsengeschäfte zu hinterlegende Sicherheiten in Höhe von EUR 37,8 Mio. (Vorjahr: Einzahlungen in Höhe von EUR 289,3 Mio.).

Im Segment Energie wurden Rückstellungen für die Verwertung von Strommengen in Höhe von EUR 31,0 Mio. gebildet. Im Vergleichszeitraum des Vorjahres wurden Rückstellungen für einen Vergleich mit Kunden in Höhe von EUR 20,5 Mio. dotiert. Der sonstige betriebliche Aufwand enthält Aufwendungen für Energiekrisenbeitrag-Strom in Höhe von EUR 31,4 Mio. (Vorjahr: EUR 0,3 Mio.).

Im ersten Halbjahr 2023/2024 wurden Dividenden in Höhe von EUR 53,2 Mio. (Vorjahr: EUR 53,2 Mio.) an die Aktionäre der Energie AG Oberösterreich ausgeschüttet.

Linz, am 29. Mai 2024

Der Vorstand der Energie AG Oberösterreich



Dr. Leonhard Schitter
CEO



Dr. Andreas Kolar
CFO

ERKLÄRUNG DES VORSTANDES GEM. § 125 ABS. 1 Z 3 BÖRSEG

Wir bestätigen nach bestem Wissen, dass der im Einklang mit den International Financial Reporting Standards (IFRS) aufgestellte verkürzte Konzernzwischenabschluss ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt und dass der Halbjahreslagebericht des Konzerns ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns bezüglich der wichtigen Ereignisse während der ersten sechs Monate des Geschäftsjahres und ihrer Auswirkungen auf den verkürzten Konzernzwischenabschluss bezüglich der wesentlichen Risiken und Ungewissheiten in den restlichen sechs Monaten des Geschäftsjahres vermittelt.

Linz, am 29. Mai 2024

Der Vorstand der Energie AG Oberösterreich



Dr. Leonhard Schitter

Vorsitzender des Vorstands

CEO



Dr. Andreas Kolar

Mitglied des Vorstands

CFO

DISCLAIMER

Ist im Geschäftsbericht von der „Energie AG“ die Rede, so ist damit die „Energie AG Oberösterreich“ gemeint.

Dieser Geschäftsbericht enthält zukunftsbezogene Aussagen, die Risiken und Unsicherheitsfaktoren darstellen, die im Ergebnis auch zu erheblichen Abweichungen führen können. Die Begriffe „davon ausgehen“, „annehmen“, „einschätzen“, „erwarten“, „beabsichtigen“, „können“, „planen“, „projizieren“, „sollte“ und vergleichbare Ausdrücke dienen dazu, zukunftsbezogene Aussagen zu kennzeichnen. Für den tatsächlichen Eintritt von Prognosen und Planungswerten über wirtschaftliche, währungsbezogene, technische, wettbewerbsbezogene und einige sonstige wichtige Faktoren, die dazu führen könnten, dass die tatsächlichen Ergebnisse von denjenigen abweichen, von denen in den zukunftsbezogenen Aussagen ausgegangen wurde, kann keine Gewähr geleistet werden. Die Energie AG hat nicht die Absicht, solche vorausschauenden Aussagen zu aktualisieren und lehnt jede Verantwortung für derartige Aktualisierungen ab. Wir haben diesen Geschäftsbericht mit der größtmöglichen Sorgfalt erstellt und die Daten überprüft.

Der Geschäftsbericht in englischer Sprache ist eine Übersetzung des deutschen Berichts. Allein die deutsche Version ist die authentische Fassung.

IMPRESSUM

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:

Energie AG Oberösterreich, Böhmerwaldstraße 3, 4020 Linz

Redaktion:

Karin Strobl MA, Armin Aljic BSc, Mag. Iveta Strnadova MBA, Mag. Gerald Seyr,
Mag. Klaus Oberparleiter

Konzeption und Umsetzung: nexxar GmbH, Wien

Gestaltung des Covers: pixlbox – visual communication services, Lukas Eckerstorfer

Fotos: Energie AG Oberösterreich, Robert Maybach

Irrtümer und Druckfehler vorbehalten.

Linz, im Juni 2024

Energie AG Oberösterreich
Böhmerwaldstraße 3
4020 Linz, Austria
www.energieag.at