

VISIONEN SCHAFFEN

Halbjahresfinanzbericht
für den Zeitraum 01.10.2022 – 31.03.2023

www.energieag.at/halbjahresfinanzbericht

 **ENERGIE AG**
Oberösterreich

Wir denken an morgen

Inhalt

3 | KONZERN-ÜBERSICHT

- 3 Kennzahlen
- 3 Vorwort des Vorstandes

6 | KONZERNLAGEBERICHT

- 6 Konzern
 - 6 Rahmenbedingungen
 - 9 Geschäftsverlauf im Konzern
 - 12 Risiko- und Chancenlage
 - 13 Leistungswirtschaftliche Kennzahlen
- 13 Segmente
 - 14 Segment Energie
 - 20 Segment Netz
 - 23 Segment Entsorgung
 - 26 Segment Tschechien
 - 28 Segment Holding & Services
- 30 Ausblick

32 | KONZERNABSCHLUSS

- 32 Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung
- 33 Konzern-Gesamtergebnisrechnung
- 34 Konzernbilanz
- 36 Entwicklung des Konzerneigenkapitals
- 37 Konzern-Kapitalflussrechnung
- 38 Anhang
- 58 Erklärung des Vorstandes



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

www.energieag.at/halbjahresfinanzbericht

Konzern-Übersicht

DIE ENERGIE AG OBERÖSTERREICH AUF EINEN BLICK

	Einheit	1. HJ 2022/2023	Entwicklung	1. HJ 2021/2022
Umsatz				
Segment Energie	Mio. EUR	2.036,5	19,3 %	1.706,8
Segment Netz	Mio. EUR	230,2	10,2 %	208,9
Segment Entsorgung	Mio. EUR	128,1	-3,0 %	132,1
Segment Tschechien	Mio. EUR	120,3	21,5 %	99,0
Segment Holding & Services	Mio. EUR	22,3	93,9 %	11,5
Konzernumsatz	Mio. EUR	2.537,4	17,6 %	2.158,3
Ergebnis				
Operatives Ergebnis (EBIT)	Mio. EUR	55,8	-67,1 %	169,6
EBIT Marge	%	2,2	-72,2 %	7,9
Ergebnis vor Steuern (EBT)	Mio. EUR	48,6	-68,9 %	156,2
Konzernergebnis	Mio. EUR	37,6	-72,2 %	135,2
		31.3.2023	Entwicklung	31.3.2022
Bilanz				
Bilanzsumme	Mio. EUR	4.480,4	-9,5 %	4.949,1
Eigenkapital	Mio. EUR	1.470,5	-9,3 %	1.621,2
Eigenkapitalquote	%	32,8 %	0,0 %	32,8 %
		1. HJ 2022/2023	Entwicklung	1. HJ 2021/2022
Operativer Cash Flow	Mio. EUR	-640,0	-372,9 %	234,5
		1. HJ 2022/2023	Entwicklung	1. HJ 2021/2022
Mitarbeiter (Durchschnitt)	FTE	4.641,0	0,8 %	4.604,0

VORWORT DES VORSTANDES DER ENERGIE AG OBERÖSTERREICH



Das erste Halbjahr des Geschäftsjahres 2022/2023 war aufgrund der anhaltend unsicheren geo- und energiepolitischen Lage von einem äußerst herausfordernden energie-wirtschaftlichen Umfeld geprägt. Hervorgerufen durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine und die damit einhergehenden Versorgungsängste nahmen die Preisverwerfungen an den Energiemärkten im Berichtszeitraum erheblichen Einfluss auf die Geschäfts- und Kennzahlenentwicklung der Energie AG Oberösterreich. Trotz der zuletzt rückläufigen Tendenz lagen zum Halbjahresbilanzstichtag annähernd dreimal höhere Marktpreise für Strom als noch vor zwei Jahren vor. Angesichts der vorherrschenden, sehr herausfordernden Rahmenbedingungen fühlen wir uns unserer gesellschaftlichen Verantwortung umso mehr verpflichtet und werden daher auch weiterhin alle in unserer Einflussosphäre liegenden Anstrengungen unternehmen, um die hohe Versorgungssicherheit in der fortandauernden energiewirtschaftlichen Krise zu gewährleisten und unseren Kundinnen und Kunden eine faire und treue Partnerin zu sein.

Seit jeher stellt die Sicherstellung der hohen Versorgungsqualität sowie der Versorgungssicherheit für die Menschen die oberste Unternehmensmaxime dar. Durch die zeitnahe Sicherung entsprechender Gaskontingente, die maximale Befüllung eigener Speicherkapazitäten sowie Kraftwerkseinsätze im Rahmen des Engpassmanagements konnte Sorge dafür getragen werden, dass unsere Strom- und Gaskund:innen über die Wintermonate uneingeschränkt mit Energie versorgt wurden. Die derzeitige Situation führt uns jedoch auch vor Augen, dass die Erhöhung der Energieunabhängigkeit unabdingbar ist und der Ausbau der Energiegewinnung aus nachhaltigen Ressourcen sowie der Stromnetzinfrastruktur mit deutlich größerer Geschwindigkeit als bisher forciert werden muss. Zahlreiche Stromnetzprojekte auf allen Spannungsebenen wurden in der Berichtsperiode daher ebenso intensiv vorangetrieben wie auch eine Vielzahl an Erzeugungsprojekten in den Bereichen Wasserkraft, Windkraft, Photovoltaik und Biomasse. Dies schlägt sich mitunter auch im Investitionsanstieg um beinahe 15 % gegenüber dem ersten Halbjahr des Geschäftsjahres 2021/2022 nieder. Die einzelnen Klimaschutzprojekte sind damit Teil einer Zwei-Milliarden-Investitions-offensive und werden in den nächsten Jahren einen wesentlichen Teil zum Gelingen der Energiewende beitragen. Sie zahlen damit auch in das mit Jahresanfang 2023 gestartete strategische Nachhaltigkeits- und Innovationsprojekt LOOP ein, mit dem wir die Weichenstellungen für die

vollständige Dekarbonisierung des Unternehmens setzen wollen. Dadurch wollen wir auch dem Wunsch der Menschen nach zusätzlichen nachhaltigen und digitalen Lösungen nachkommen und vor allem auch mit aller Entschiedenheit aktive Schritte gegen die voranschreitende Klimakrise unternehmen.

Die durch die Energiepreise stark getriebene, generelle Teuerung entwickelte sich in den vergangenen eineinhalb Jahren zunehmend zu einer extremen Belastung für die Bevölkerung. Trotz des vorherrschenden, sehr turbulenten Marktumfeldes konnte die Energie AG Oberösterreich ihr Versprechen halten und die für Bestandskund:innen ausgesprochene Preisgarantie bis zum 01.01.2023 aufrechterhalten. In Anbetracht der stark gestiegenen Energiebeschaffungskosten mussten jedoch auch wir die Strom- und Gasstarife mit Jahresbeginn merklich anheben. Der Zusicherung, Preise herabzusetzen, sobald dies die Marktgegebenheiten erlauben, konnte durch diverse Rabattierungen und Senkungen in den vergangenen Wochen und Monaten bereits mehrfach nachgekommen werden. Durch die signifikante Erhöhung des Energiesolidaritätstopfes und die Ausgabe eines Energiehilfspaketes, den freiwilligen Abschalteverzicht über die gesamte Heizperiode hinweg sowie die Ausweitung von Beratungsleistungen und die Förderung von Energieeffizienzmaßnahmen kommen wir unserer sozialen Verpflichtung nach und unterstützen vor allem die besonders betroffenen Kund:innen tatkräftig beim Energie- und Kosten sparen.

In die Vielzahl an zu bewältigenden Herkulesaufgaben reiht sich mit der demografischen Krise und dem damit einhergehenden Fachkräftemangel eine weitere, sehr ernst zu nehmende Herausforderung. In dem Bewusstsein, dass der Unternehmenserfolg eng an das Engagement der Mitarbeiter:innen gekoppelt ist, ist der Energie AG-Konzern bestrebt, sein Image als attraktiver Arbeitgeber laufend auszubauen und ein Arbeitsumfeld zu bieten, das nicht nur interessante und vielfältige Entwicklungsmöglichkeiten umfasst, sondern auch individuelle Bedürfnisse der Mitarbeiter:innen berücksichtigt. Um diesen Zielen gerecht zu werden, wurde kürzlich ein, auf die weitere kulturelle Öffnung abzielendes Diversity-Projekt gestartet, um als noch attraktiverer Arbeitgeber für Menschen mit verschiedenen Biografien wahrgenommen zu werden. Die neuerliche Auszeichnung zu einem der besten Arbeitgeber Österreichs im anerkannten Trend-Ranking stimmt uns zuversichtlich, dass die bisherigen Personalmaßnahmen zur Verbesserung von Familie und Beruf, zur Flexibilisierung der Arbeitszeitgestaltung sowie zur Ausweitung von Schulungs- und Weiterbildungsmöglichkeiten ebenfalls dazu beitragen.

Ein abschließender Dank gilt an dieser Stelle allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der Energie AG Oberösterreich, die in den vergangenen Monaten vor der Herausforderung einer Vervielfachung von Kund:innenanfragen standen. Für den professionellen und verständnisvollen Umgang mit den Anliegen der Kundinnen und Kunden und das Aufzeigen von Perspektiven in der gegenwärtigen Lage bedanken wir uns sehr herzlich.

Linz, am 30. Mai 2023

Der Vorstand der Energie AG Oberösterreich



Dr. Leonhard Schitter
Vorsitzender des Vorstands
CEO



Dr. Andreas Kolar
Mitglied des Vorstands
CFO



Dipl.-Ing. Stefan Stallinger MBA
Mitglied des Vorstands
COO

Konzernlagebericht 1. Halbjahr 2022/2023 der Energie AG Oberösterreich ¹⁾

KONZERN

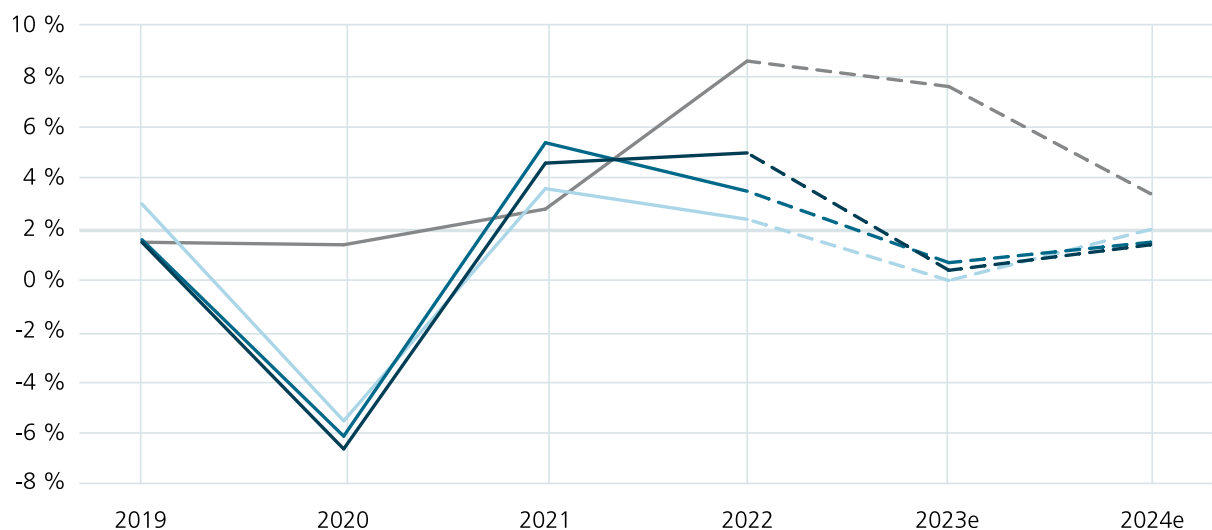
I RAHMENBEDINGUNGEN

Volkswirtschaftliche Rahmenbedingungen ²⁾

Im **ersten Halbjahr 2022/2023 (01.10.2022 bis 31.03.2023)** bremsten eine schwache weltweite Nachfrage, eine hohe Inflation sowie gestiegene Zinsen die konjunkturelle Entwicklung deutlich.

Wirtschaftswachstum und Inflation

Veränderung zum Vorjahr; real in %
Quellen: IHS, WIFO, IWF



■ BIP-Wachstum Österreich ■ BIP-Wachstum Euroraum (19) ■ BIP-Wachstum Tschechien ■ Inflation Österreich
e = expected; Prognosewerte

Für den **Euroraum** verzeichneten das Institut für Höhere Studien (IHS), das Institut für Wirtschaftsforschung (WIFO) und der Internationale Währungsfonds (IWF) im Jahr 2022 ein Wirtschaftswachstum von +3,5 %, während dieses im Jahr 2021 noch bei +5,4 % gelegen hatte.

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 2023–2024](#), 30.03.2023. IWF (Internationaler Währungsfonds): [World Economic Outlook Database: April 2023 \(imf.org\)](#), 19.04.2023. WIFO (Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung): [WIFO-Wirtschaftsdaten](#), 31.03.2023.

Die Wirtschaftsleistung in **Österreich** stagnierte zwar in der zweiten Jahreshälfte 2022, was insbesondere von der durch die Energiepreise getriebenen Inflation, aber auch von der hohen Unsicherheit und der schwachen internationalen Nachfrage verursacht wurde. Für das Jahr 2022 ergab sich dennoch ein hohes Bruttoinlandsprodukt-(BIP-)Wachstum in Österreich von +5,0 % (Vorjahr: +4,6 %). Die Inflationsrate betrug +8,6 % (Vorjahr: +2,8 %). Nach einem leichten BIP-Rückgang im ersten Quartal 2023 und einer erwarteten Stagnation im zweiten Quartal sollte die Wirtschaftsentwicklung ab der Mitte des Kalenderjahres 2023 langsam auf einen stabileren Wachstumskurs zurückkehren und sich die Inflationsrate schrittweise verlangsamen. Das größte Abwärtsrisiko geht dabei von einer hartnäckigen Inflation aus, die eine noch stärkere Straffung der Geldpolitik notwendig machen könnte.

Im für die Energie AG Oberösterreich (Energie AG) relevanten Markt **Tschechien** konnte für das Kalenderjahr 2022 ein Bruttoinlandsprodukt von +2,4 % verzeichnet werden (Vorjahr: +3,6 %).

Energie- und klimapolitisches Umfeld

Die EU-Energiepolitik war im Berichtszeitraum erneut maßgeblich davon geprägt, durch sogenannte „Notfall-Verordnungen“ unmittelbare Maßnahmen zur Abfederung der hohen Energiepreise sowie Aktivitäten zur Reduzierung der Energieimportabhängigkeit von Russland und Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit zu implementieren.

Per 08.10.2022 wurde eine **Verordnung über Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise** im Amtsblatt der EU veröffentlicht. Damit werden befristete Maßnahmen zur Senkung des Stromverbrauchs zwischen 5 % und 10 % sowie eine Abschöpfung von Übergewinnen für Strom und ein Solidaritätsbeitrag für fossile Energieunternehmen bis Ende 2023 eingeführt. Ebenso wurde am 29.12.2022 die **EU-Beschleunigungs-Verordnung** vom Europäischen Rat veröffentlicht. Damit sollen vor allem Projekte der Energiewende durch vereinfachte Genehmigungsverfahren beschleunigt werden.

Zur Verbesserung der Resilienz der EU-Gasversorgung erfolgte mit der Veröffentlichung einer **Verordnung** am 29.12.2022 die **Stärkung der Solidarität** zwischen den Mitgliedsstaaten im Krisenfall, durch Regelungen zum grenzüberschreitenden Gasaustausch eine bessere Koordinierung in Form eines gemeinsamen Gaseinkaufs und zuverlässiger Preisbenchmarks bei der Gashandelsbörse Title Transfer Facility (TTF). Eine weitere Notfall-Verordnung des Rates, welche am 01.02.2023 in Kraft trat, sieht die **Einführung eines Marktkorrekturmechanismus** zum Schutz überhöhter Gaspreise in der EU vor. Der Mechanismus gilt seit dem 15.02.2023 und wird automatisch aktiviert, wenn Gaspreise in der EU auftreten, die nicht die Weltmarktpreise widerspiegeln.

Parlament und Rat erreichten am 18.12.2022 eine politische Einigung zur **Reform des EU-Emissionshandelssystems (EU-EHS)**. Kernelement ist eine deutliche Anhebung des Treibhausgas-(THG-)Minderungsziels bis 2030 gegenüber dem Referenzjahr 2005 von bislang -43 % auf -62 %. Im Rahmen des „Fit for 55“-Pakets konnte auch bei der **Überarbeitung der Lastenteilungs-Verordnung** eine politische Einigung erzielt werden. Darin werden für alle Mitgliedstaaten verbindliche Reduktionsziele in den Sektoren festgelegt, die nicht unter das EU-EHS fallen. Für Österreich ist damit bis 2030 eine Reduktion der THG-Emissionen von 48 % verbunden.

Die im Rahmen des „Fit for 55“-Pakets sowie im „REPowerEU-Paket“ zur schnellen Verringerung der Abhängigkeit von russischen Gasimporten vorgesehenen Änderungen der **Energieeffizienz-Richtlinie** konnten im März 2023 in eine politische Einigung überführt werden. Die Mitgliedstaaten müssen somit gemeinsam dafür sorgen, dass der Endenergieverbrauch im Jahr 2030 um mindestens 11,7 % sinkt, verglichen mit den Verbrauchsprognosen für 2030 aus dem Jahr 2020.

Die unzähligen Notfall-Verordnungen und die Verwerfungen auf den Energiemärkten führten auch in Österreich zu zahlreichen legislativen Maßnahmen:

Am 01.10.2022 trat die **nationale CO₂-Bepreisung** für fossile Energie als zentrales Instrument der ökosozialen Steuerreform in Kraft. Damit bekommt der Ausstoß von CO₂ in Österreich erstmals auch außerhalb des Emissionshandels einen Preis.

Zwei kleine Novellen des **Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes** im Oktober und Dezember 2022 regelten im Wesentlichen eine Verlängerung der Inbetriebnahmefristen bzw. Verbesserungen im Antragssystem und ein Aussetzen der Erneuerbaren-Förderpauschale für 2023. Die Begleitverordnung zur Vergabe von **Marktprämien** zur Förderung von größeren Erzeugungsanlagen für 2022 und 2023 wurde am 04.10.2022 erlassen. Die Verordnung über **Investitionszuschüsse** für 2023 für kleine erneuerbare Stromerzeugungsanlagen wurde am 15.03.2023 veröffentlicht. Zur Abfederung der stark gestiegenen Netzverlustentgelte für Entnehmer:innen wurden mittels einer kleinen **Novelle des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (EIWOG)** im Dezember 2022 Budgetmittel von EUR 260 Mio. im ersten Halbjahr 2023 vorgesehen. Zu Jahresende wurde auch das **Stromverbrauchsreduktionsgesetz** beschlossen, welches als Ziel 5 % Stromverbrauchsreduktion zu Spitzenzeiten vorsieht.

Auf Basis der EU-Notfall-Verordnung über Erlösabschöpfungen wurde das **Bundesgesetz über den Energiekrisenbeitrag-Strom** am 29.12.2022 kundgemacht. Damit wird der Erlös von inframarginalen Stromerzeugungsanlagen mit 140 EUR/MWh gedeckelt. Der maximale Erlös steigt auf 176 EUR/MWh, wenn in den Jahren 2022 und 2023 begünstigte Investitionen in erneuerbare Energien geltend gemacht werden können. Der Abschöpfungsbetrag beträgt 90 % der Überschusserlöse und gilt ab 01.12.2022.

Zur Entlastung der Haushalte von gestiegenen Energiepreisen wurde das **Stromkosten-zuschussgesetz (SKZG)** beschlossen. Damit erhalten private Haushalte in Österreich einen Stromkostenzuschuss für einen Stromverbrauch von im Regelfall 2.900 kWh pro Jahr. Zusätzlich wurde für einkommensschwache Haushalte ein Netzkostenzuschuss eingeführt. Für energieintensive Unternehmen wurden mit dem **Unternehmens-Energiekosten-zuschussgesetz (UEZG)** Energiekostenzuschüsse von bis zu EUR 7 Mrd. vorgesehen.

Das **Erneuerbare-Gas-Gesetz** wurde am 15.02.2023 bis 29.03.2023 in eine öffentliche Begutachtung geschickt. Zentrale Regelungen sehen die verstärkte heimische Produktion von erneuerbaren Gasen bis 2030 im Umfang von mindestens 7,5 TWh vor. Eine jährliche verpflichtende Quote für Versorger wird dabei die notwendige Investitionssicherheit für österreichische Produzenten gewährleisten. Eine korrespondierende **Investitionszuschüsse-Verordnung**, welche für neu errichtete oder umgerüstete Biogasanlagen eine monetäre Unterstützung vorsieht, wurde zeitgleich in Begutachtung gebracht.

Im März 2023 wurde auch eine Novelle des **Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetzes (UVP-G)** im Nationalrat beschlossen. Ziel der Novelle ist unter anderem eine Beschleunigung von Vorhaben, die im Rahmen der Energiewende notwendig sind (Fast Track). Die Novelle bringt eine bessere Strukturierung der Verfahren mittels Einführung von Verfahrensregeln und der Unzulässigkeit von Einwendungen, wenn diese nicht rechtzeitig erhoben wurden, mit sich.

Die am 22.03.2023 kundgemachte **Gaswirtschaftsgesetz-(GWG-)Novelle** sieht als zentrale Regelung eine Ausweitung des geschützten Kundenkreises auf Fernwärmeanlagen, welche Wärme an Haushalte, soziale Dienste oder Klein- und Mittelbetriebe liefern, vor und legt die Speicheranbindung Haidach an die Netzebene 1 fest.

| GESCHÄFTSVERLAUF IM KONZERN

Vermögens-, Finanz- und Ertragslage ¹⁾

Konzernübersicht

	Einheit	1. HJ 2022/2023	1. HJ 2021/2022	Entwicklung
Umsatzerlöse	Mio. EUR	2.537,4	2.158,3	17,6 %
Operatives Ergebnis (EBIT)	Mio. EUR	55,8	169,6	-67,1 %
EBIT-Marge	%	2,2	7,9	-72,2 %
Finanzergebnis	Mio. EUR	-7,3	-13,3	45,1 %
Ergebnis vor Steuern	Mio. EUR	48,6	156,2	-68,9 %
Investitionen in Sachanlagen und immaterielles Vermögen	Mio. EUR	70,7	61,9	14,2 %
Cashflow aus dem operativen Bereich	Mio. EUR	-640,0	234,5	> -100 %
Cashflow aus dem Investitionsbereich	Mio. EUR	-43,0	-47,2	8,9 %
Cashflow aus dem Finanzierungsbereich	Mio. EUR	-72,7	-65,0	-11,8 %

Im ersten Halbjahr des Geschäftsjahres 2022/2023 erwirtschaftete der Energie AG-Konzern **Umsatzerlöse** in Höhe von EUR 2.537,4 Mio. (Vorjahr: EUR 2.158,3 Mio.). Der Anstieg der Umsatzerlöse betraf vor allem das Segment Energie und war hauptsächlich auf höhere Preise von elektrischer Energie und Gas zurückzuführen.

Das **operative Ergebnis (EBIT)** verringerte sich von EUR 169,6 Mio. im ersten Halbjahr 2021/2022 um EUR 113,8 Mio. auf EUR 55,8 Mio. im Berichtszeitraum. Der Rückgang des operativen Ergebnisses betraf mit EUR 29,7 Mio. das Segment Energie, mit EUR 15,3 Mio. das Segment Netz sowie mit EUR 61,5 Mio. das Segment Holding & Services.

Der Rückgang im **Segment Energie** von EUR 46,9 Mio. auf EUR 17,2 Mio. beinhaltet die Wertminderung des Gas- und Dampfkraftwerkes (GuD) Timelkam in Höhe von EUR 13,0 Mio.. Darüber hinaus war der Rückgang auf ungünstigere Bedingungen für den Einsatz von thermischen Erzeugungsanlagen sowie die im EBIT des Vergleichszeitraumes enthaltenen Erlöse aus der Bewertung und Realisierung von Energiederivaten ohne Hedgebeziehung in Höhe von EUR 43,5 Mio. zurückzuführen.

Das **Segment Netz** erwirtschaftete bei Umsatzerlösen in Höhe von EUR 238,3 Mio. (Vorjahr: EUR 215,8 Mio.) ein EBIT in Höhe von EUR 26,6 Mio. (Vorjahr: 41,9 Mio.). Der Rückgang des operativen Ergebnisses liegt vor allem in niedrigeren transportierten Mengen sowie höheren Kosten für Netzverluste und vorgelagerten Netzkosten begründet.

Im **Segment Entsorgung** spielten sinkende Wertstoffpreise sowie Teuerungen beispielsweise bei den Betriebsmitteln eine Rolle in Bezug auf den Rückgang des Ergebnisses von EUR 26,9 Mio. im ersten Halbjahr 2021/2022 auf EUR 21,2 Mio. im Berichtszeitraum.

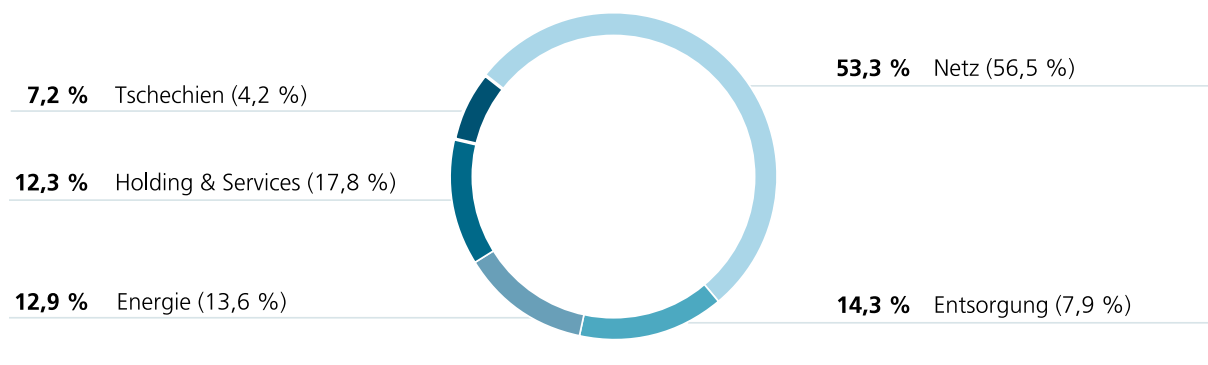
Im **Segment Tschechien** konnte ein EBIT in Höhe von EUR 4,8 Mio. (Vorjahr: EUR 6,4 Mio.) erwirtschaftet werden. Das niedrigere operative Ergebnis ist auf im Vergleich zum Vorjahr deutlich höhere Kosten für den Bezug von Strom und Gas zurückzuführen. Vor allem von Oktober bis Dezember 2021 wirkten sich die höheren Energieaufwände noch nicht so stark aus wie im vergleichbaren ersten Quartal der Berichtsperiode.

¹⁾ Hinsichtlich der Herleitung der finanziellen Leistungsindikatoren und der Berechnungsmethoden wird neben den Erläuterungen im Konzernlagebericht auf die entsprechenden Ausführungen im [Konzernhalbjahresabschluss](#) Seite 32 verwiesen.

Das Segment **Holding & Services** weist im ersten Halbjahr 2022/2023 ein EBIT in Höhe von EUR -14,0 Mio. (Vorjahr: EUR 47,5 Mio.) aus. Der Rückgang resultiert vor allem aus der im Vorjahr erfolgten Bewertung des Geschäftsanteils an der BBOÖ Breitband Oberösterreich GmbH (BBOÖ GmbH) in Höhe von EUR 37,0 Mio. sowie aus niedrigeren Ergebnisbeiträgen der at equity-bewerteten Gesellschaften.

Investitionen in immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagevermögen nach Segmenten

1. HJ 2022/2023; Vorjahreswerte in Klammern



Die **Investitionen** in immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen betragen in der Berichtsperiode EUR 70,7 Mio. (Vorjahr: EUR 61,9 Mio.). Der größte Anteil daran entfiel mit 53,3 % auf das Segment Netz.

Das **Finanzergebnis** betrug im Berichtszeitraum EUR -7,3 Mio. (Vorjahr: EUR -13,3 Mio.). Diese Entwicklung resultiert aus höheren Zinserträgen für veranlagte Gelder sowie positiven Bewertungsergebnissen für Anteile an Investmentfonds.

Die **Finanzverbindlichkeiten** konnten im ersten Halbjahr 2022/2023 durch laufende Tilgungen im kurz- und langfristigen Bereich gegenüber dem Stichtag 30.09.2022 um EUR 16,1 Mio. auf EUR 644,3 Mio. (Stand per 31.03.2023) reduziert werden.

Der **Cashflow aus dem operativen Bereich** lag im Berichtszeitraum bei EUR -640,0 Mio. gegenüber EUR 234,5 Mio. im Vorjahr. Aufgrund volatiler Preise für Strom und Gas wurden im Berichtszeitraum Zahlungen für Sicherungsgeschäfte in Höhe von EUR -877,2 Mio. geleistet (Vorjahr: Einzahlungen in Höhe von EUR 667,1 Mio.). Die Reduzierung von erforderlichen Sicherheiten, die für Börsengeschäfte zu hinterlegen sind, führte zu Einzahlungen in Höhe von EUR 289,3 Mio. (Vorjahr: Auszahlungen in Höhe von EUR -288,7 Mio.).

Externes Rating der Energie AG erneut bestätigt

Das externe Rating der Energie AG wurde Mitte März 2023 von S&P Global Ratings erneut mit dem Gütesiegel 'A' bestätigt. Auch der Rating-Ausblick wird als unverändert stabil eingeschätzt. Das Rating der Energie AG ist aufgrund der robusten Kennzahlen-Entwicklung, der seit Jahrzehnten stabilen Finanzpolitik und der positiven Rahmenbedingungen gut abgesichert.

S&P Global Ratings erwartet für den Energiesektor eine Erhöhung des Investitionsdrucks im Zusammenhang mit der Energiewende und den Anstrengungen zur Absicherung der Versorgungssicherheit. Die Energie AG verfügt mit dem soliden Rating über eine stabile Basis und einen kostenoptimalen Zugang zu den Finanz- und Kapitalmärkten, um auch künftig die

ambitionierten Investitionsziele für nachhaltige Projekte finanzieren und realisieren zu können.

Bestand an eigenen Anteilen

Die von der Energie AG zum Stichtag 30.09.2022 gehaltenen eigenen Aktien, welche aus den zwischenzeitlichen Rückkäufen von Mitarbeiteraktien resultierten, wurden durch Beschluss der Hauptversammlung am 20.12.2022 eingezogen. Das Grundkapital der Gesellschaft wurde entsprechend herabgesetzt. Zum 31.03.2023 wurden keine eigenen 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 56 verwiesen.

Gesellschaftsrechtliche Veränderungen

Zu Beginn des Geschäftsjahres 2022/2023 wurde die VAK Zápý s.r.o. mit der Eigentümergesellschaft VAK Beroun a.s., an der die ENERGIE AG BOHEMIA s.r.o. rund 60 % der Anteile hält, verschmolzen. Die Wasser- und Abwasseraktivitäten werden somit nun im Zentralraum rund um Prag gebündelt gesteuert.

Am 02.01.2023 übernahm die Energie AG Kolín a.s. zur weiteren Marktverdichtung einen Teilbetrieb der Zpr s.r.o. in Kouřim. Damit verbunden ist der Einstieg in einen bestehenden Konzessionsvertrag und der Erwerb der dafür erforderlichen Assets.

Entwicklung des Personalstandes

Der durchschnittliche konsolidierte Personalstand im Konzern betrug im ersten Halbjahr des Geschäftsjahres 2022/2023 4.641 Full-Time-Equivalents (FTE) und ist im Vergleich zum Durchschnitt des ersten Halbjahres 2021/2022 (4.604 FTE) um 0,8 % höher.

Personalstand ¹⁾

	Einheit	1. HJ 2022/2023	1. HJ 2021/2022	Entwicklung
Segment Energie	FTE	456	461	-1,1 %
Segment Netz	FTE	585	582	0,5 %
Segment Entsorgung	FTE	824	825	-0,1 %
Segment Tschechien	FTE	1.722	1.712	0,6 %
Segment Holding & Services	FTE	1.054	1.024	2,9 %
Konzern gesamt	FTE	4.641	4.604	0,8 %

1) Halbjahresdurchschnitt der voll- und quotenkonsolidierten Gesellschaften

Wechsel in der Unternehmensleitung

Mit 01.01.2023 übernahm Dr. Leonhard Schitter die Position als CEO der Energie AG bzw. als Vorstandsmitglied für Vertrieb und Marketing. Er folgt in dieser Funktion Generaldirektor DDr. Werner Steinecker, welcher mit Ende des Kalenderjahres 2022 in den Ruhestand trat, als neuer Vorsitzender des Vorstands an der Spitze der Energie AG nach.

Dr. Andreas Kolar wurde vom Aufsichtsrat als Finanzvorstand (CFO) und Dipl.-Ing. Stefan Stallinger MBA als Technikvorstand (COO) wiederbestellt, sie führen somit ihre bisherigen Funktionen fort.

Mit dieser neuen Konstellation ist dank der weitreichenden Unternehmens- und Branchenkenntnisse des Vorstands eine kontinuierliche Weiterentwicklung des Konzerns gewährleistet.

Konzernweites Strategie- und Organisationsprojekt

Um den massiven Veränderungen der Rahmenbedingungen wie beispielsweise der veränderten Marktsituation, der voranschreitenden Klimakrise und dem demographischen Wandel proaktiv zu begegnen, wurde im März 2023 eine konzernweites Strategie- und Organisationsprojekt initiiert. Die Dekarbonisierung der Wertschöpfungskette und der beschleunigte Ausbau erneuerbarer Energien stehen ebenso wie beispielsweise die Themen Kreislaufwirtschaft, Innovation, Digitalisierung und die noch stärkere Ausrichtung an den Bedürfnissen der Kund:innen im Fokus dieses Projekts.

| RISIKO- UND CHANCENLAGE

Trotz der weiterhin angespannten energiewirtschaftlichen und -politischen Rahmenbedingungen konnten für Strom und Gas sowohl an den Spot- als auch an den Terminmärkten rückläufige Preisentwicklungen im ersten Halbjahr des Geschäftsjahres 2022/2023 verzeichnet werden. Dies führte zu einer geringeren Risikoposition der Energie AG aus diesem Titel.

Weiters haben die klimatischen und klimapolitischen Rahmenbedingungen und kommende regulatorische Veränderungen eine erhebliche Auswirkung auf die Risiko- und Chancenlage der Energie AG. Im Berichtszeitraum führten zahlreiche Notfall-Verordnungen durch die EU-Energiepolitik und die Verwerfungen auf den Energiemärkten auch in Österreich zu zahlreichen legislativen Maßnahmen. Das Unternehmen setzt sich intensiv mit diesen Themen auseinander, um die Risiken zu minimieren und Chancen zu nutzen.

Aufgrund des diversifizierten und soliden Geschäftsportfolios und der hohen Resilienz des Konzerns ist die Risikolage stabil. Die Energie AG setzt auf eine umfassende Risikomanagement-Strategie, die darauf abzielt, mögliche Risiken frühzeitig zu erkennen und zu minimieren. Im ersten Halbjahr des Geschäftsjahres 2022/2023 wurden in der Energie AG keine Risiken identifiziert, die einzeln oder in ihrer aggregierten Gesamtheit den Fortbestand des Unternehmens gefährden könnten.

Weitere Details zur Risiko- und Chancenlage siehe [Anhang zum Konzernhalbjahresabschluss, Punkt 8. Chancen- und Risikomanagement.](#) › Seite 50

| LEISTUNGSWIRTSCHAFTLICHE KENNZAHLEN

Konzernübersicht

	Einheit	1. HJ 2022/2023	1. HJ 2021/2022	Entwicklung
Stromaufbringung	GWh	6.565	8.049	-18,4 %
Strombezug	GWh	5.042	6.231	-19,1 %
Stromeigenaufbringung	GWh	1.523	1.818	-16,2 %
Wärmeleistung	GWh	402	756	-46,8 %
Erneuerbare Energie	GWh	1.121	1.062	5,6 %
Eigene Wasserkraftwerke	GWh	481	425	13,2 %
Bezugsrechte aus Wasserkraft	GWh	544	528	3,0 %
Sonstige erneuerbare Energie (Photovoltaik, Wind, Biomasse)	GWh	96	109	-11,9 %
Stromnetzabgabe Endkund:innen	GWh	4.017	4.258	-5,7 %
Stromabsatz Vertrieb	GWh	3.256	3.486	-6,6 %
Gasnetzabgabe Endkund:innen	GWh	9.699	12.116	-19,9 %
Gasabsatz Vertrieb	GWh	3.241	3.795	-14,6 %
Wärmeaufbringung	GWh	1.081	1.135	-4,8 %
Wärmeabsatz	GWh	997	1.059	-5,9 %
Gesamtmenge Abfälle umgeschlagen	1.000 t	755	791	-4,6 %
Thermisch verwertete Abfälle	1.000 t	302	297	1,7 %
Fakturiertes Trinkwasser	Mio. m ³	28,7	28,8	-0,3 %
Fakturiertes Abwasser	Mio. m ³	22,8	22,7	0,4 %
Transportiertes Internet-Datenvolumen ¹⁾	TB	53.310	44.340	20,2 %

1) Änderung Kennzahl aufgrund Abspaltung Fiber-to-the-Home-Glasfasernetz im Geschäftsjahr 2021/2022; TB = Terabyte

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 41** 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

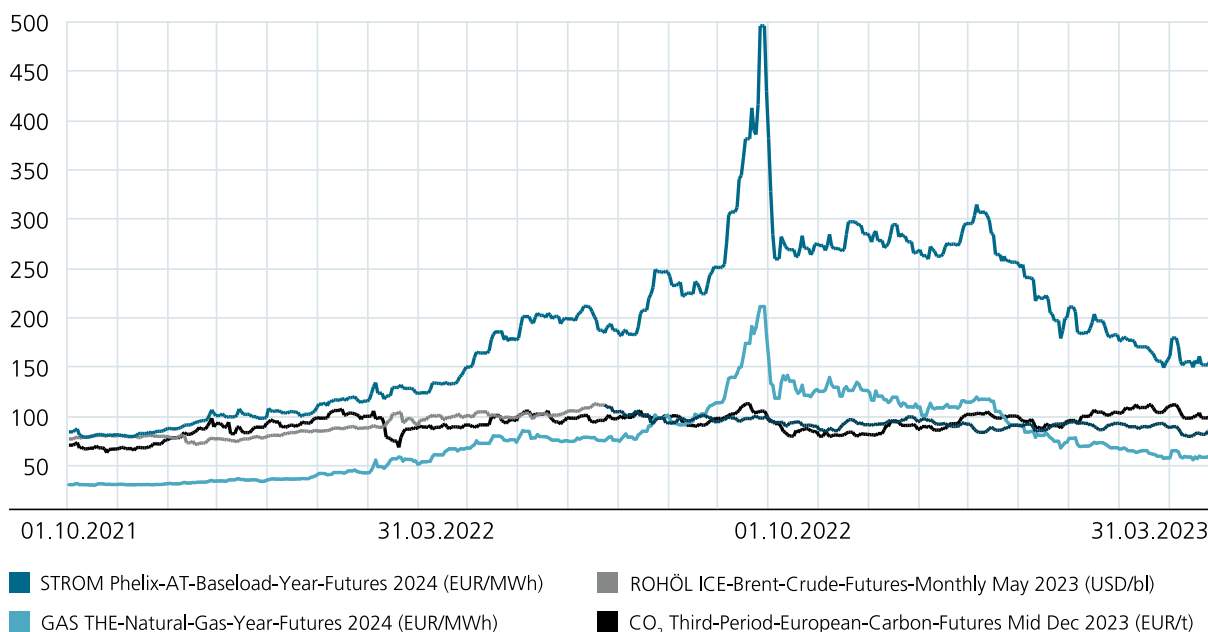
Segmentübersicht Energie

	Einheit	1. HJ 2022/2023	1. HJ 2021/2022	Entwicklung
Gesamtumsatz	Mio. EUR	2.040,8	1.709,6	19,4 %
EBIT	Mio. EUR	17,2	46,9	-63,3 %
Investitionen in Sachanlagen und immaterielles Vermögen	Mio. EUR	9,1	8,4	8,3 %
Mitarbeiter:innen Durchschnitt	FTE	456	461	-1,1 %
Stromaufbringung inkl. Fremdbezug	GWh	6.474	7.949	-18,6 %
Stromeigenaufbringung	GWh	1.432	1.718	-16,6 %
Stromabsatz Vertrieb	GWh	3.256	3.486	-6,6 %
Gasabsatz Vertrieb	GWh	3.241	3.795	-14,6 %
Wärmeaufbringung	GWh	715	830	-13,9 %
Wärmeabsatz	GWh	649	764	-15,1 %

| ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN ¹⁾

Preisentwicklung auf internationalen Energiemärkten

Quellen: EEX, ICE



Die Terminmarktpreise für Strom zur Lieferung im Frontjahr 2024 in Österreich zeigten im ersten Halbjahr 2022/2023 einen kräftigen Abwärtstrend und sanken von EUR 262,0/MWh zu Beginn des Berichtszeitraums auf EUR 164,7/MWh zum Stichtag 31.03.2023. Der Durchschnittspreis im ersten Halbjahr des Geschäftsjahres 2022/2023 lag bei

¹⁾ Quellen: EEX (European Energy Exchange AG) Marktdaten: [Marktdaten \(eex.com\)](https://www.eex.com), 11.04.2023. ICE (Intercontinental Currency Exchange) Marktdaten: [Products - Futures & Options | ICE \(theice.com\)](https://www.theice.com), 11.04.2023.

EUR 221,6/MWh. Ursächlich für diese rückläufige Entwicklung waren vor allem gesunkene Gaspreise. Auf dem Spotmarkt reduzierten sich die Strompreise in der ersten Geschäftsjahreshälfte 2022/2023 gegenüber dem Vergleichszeitraum des Vorjahres um rund 17 %. Der durchschnittliche European-Power-Exchange-(EPEX-)Spotpreis Base zur Lieferung in Österreich lag bei rund EUR 175,5/MWh mit einer hochvolatilen Entwicklung, die stark mit den Gaspreisen korrelierte.

Im ersten Halbjahr des Geschäftsjahres 2022/2023 sank der Trading-Hub-Europe-(THE-)Gaspreis für das Frontjahr 2024 von EUR 113,8/MWh Anfang Oktober 2022 auf EUR 58,7/MWh per Ende März 2023 und damit auf beinahe die Hälfte. Der vergleichsweise milde Winter, der Rückgang der industriellen Nachfrage und hohe Füllstände in den europäischen Gasspeichern führten trotz des andauernden Angriffskriegs Russlands in der Ukraine zu einem Rückgang der Gaspreise.

Die Preise für CO₂-Zertifikate konnten im Berichtszeitraum zulegen und stiegen für den Leitkontrakt Dezember 2023 von EUR 68,8/t auf EUR 91,9/t Ende März 2023. Den Höchstwert erreichten die Preise im Februar 2023 mit EUR 100,3/t. Gründe für den Anstieg waren konjunkturelle Entwicklungen und eine gestiegene Nachfrage in Folge verstärkter Verstromung von Kohle und Gas.

Der Ölpreis für eine Lieferung im Mai 2023 bewegte sich von USD 81,6/Barrel (bl) Rohöl der Sorte Brent zu Beginn des Berichtszeitraums auf USD 79,8/bl per Ende März 2023 seitwärts. Die schwache Nachfrage aus China aufgrund der dort in Teilen des Berichtszeitraums immer noch vorherrschenden COVID-19-Lockdowns führte zu einer leicht rückläufigen bis stabilen Preisentwicklung auf dem Ölmarkt.

| GESCHÄFTSVERLAUF IM SEGMENT ENERGIE

Das Segment Energie verzeichnete im Berichtszeitraum Umsatzerlöse von EUR 2.040,8 Mio.. Ursächlich für den Anstieg waren die im Vergleich zum Vorjahr deutlich höheren Großhandelspreise für Strom und Gas, welche zu Umsatzsteigerungen vor allem in der Bewirtschaftung der Gasspeicher sowie im Strom- und Gasvertrieb führten.

Das EBIT des Segments Energie betrug im Berichtszeitraum EUR 17,2 Mio. und lag damit um 63,3 % unter dem operativen Ergebnis des Vergleichszeitraums des Vorjahres. Diese Entwicklung resultierte unter anderem aus Rückgängen in der Bewirtschaftung der Stromportfolios sowie aus niedrigeren EBIT-Beiträgen bei den thermischen Kraftwerken. Im Berichtszeitraum wurde darüber hinaus für das GuD-Kraftwerk Timelkam eine Wertminderung in Höhe von EUR 13,0 Mio. aufgrund gesunkener Erwartungen der künftigen Ergebnisbeiträge durchgeführt, während im Vorjahr ein positiver EBIT-Effekt aus der Bewertung und Realisierung von Energiederivaten ohne Hedgebeziehung in Höhe von EUR 43,5 Mio. verzeichnet worden war.

Positiv auf das EBIT wirkten hingegen die überdurchschnittliche Wasserführung und in der Folge höhere Erzeugungsmengen im Bereich der Wasserkraftwerke und der Bezugsrechte aus Wasserkraft sowie vertriebsseitige Preiserhöhungen.

| AUSBAU DER STROMERZEUGUNG AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN

Die gesamte **Stromaufbringung** im Segment Energie betrug im ersten Halbjahr 2022/2023 6.474 GWh und lag damit um 18,6 % unter dem Vorjahreswert (7.949 GWh). Auch die Stromeigenaufbringung ist im Berichtszeitraum mit 1.432 GWh gegenüber dem Vorjahr (1.718 GWh) um 16,6 % gesunken. Während im Berichtszeitraum ein leichter Anstieg der

Stromaufbringung aus erneuerbaren Energien zu verzeichnen war, reduzierte sich die Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken merklich.

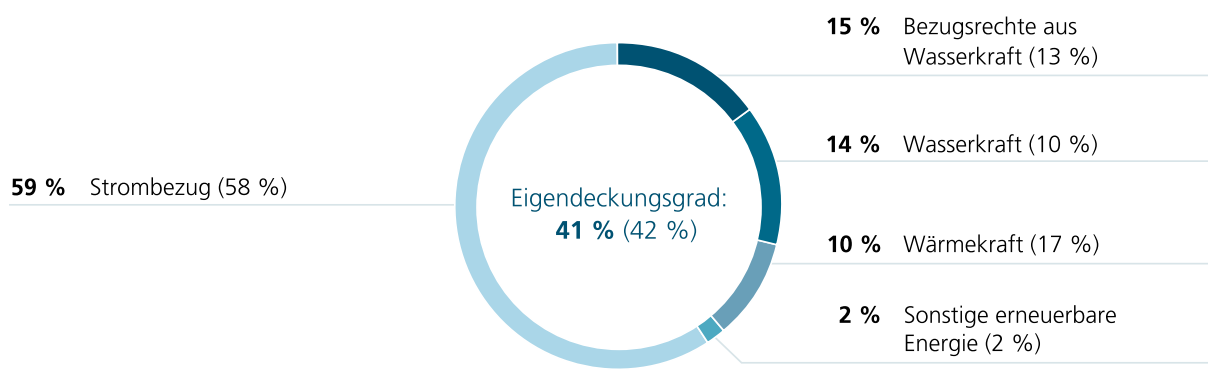
Die **Stromproduktion aus thermischen Kapazitäten** im Segment Energie lag im ersten Halbjahr 2022/2023 mit 343 GWh bei rund der Hälfte des Vorjahreswertes von 695 GWh. Der Hauptgrund dafür war der ausschließliche Einsatz des GuD-Kraftwerks Timelkam im Engpassmanagement zur Netzstützung, während das Kraftwerk im Vergleichszeitraum des Vorjahres auf dem freien Strommarkt eingesetzt worden war.

Die **Stromproduktion aus Wasserkraft** in eigenen Kraftwerken und aus Bezugsrechten lag im Berichtszeitraum mit 1.025 GWh um 7,6 % über den Werten des Vorjahres. Ursächlich dafür war die um 2,6 % über dem langjährigen Mittel und um 8,5 % über dem Vorjahresniveau liegende Wasserführung der Flüsse. Die Produktion erreichte in den Monaten November und Dezember 2022 sowie März 2023 infolge der ungewöhnlichen Trockenheit im Mittel nur 92,5 % des Erwartungswertes, im Oktober 2022 und Februar 2023 lag sie dagegen bei 115,8 % bzw. 126,2 %. Der Erzeugungskoeffizient betrug im ersten Halbjahr 2022/2023 1,03 (Vorjahr: 0,94).

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

Strombeschaffungsstruktur ohne Stromhandel

1. HJ 2022/2023; Vorjahreswerte in Klammern



Hinsichtlich des Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wurden im Bereich Wasserkraft die Vorprojekte für den Neubau des Kraftwerks Weissenbach und den Ersatzneubau des Kraftwerks Traunfall weitergeführt, um genehmigungsfähige Projekte zu erarbeiten.

Das Projekt Pumpspeicherkraftwerk Ebensee wurde im Berichtszeitraum intensiv vorangetrieben, um einen möglichen Baubeschluss noch im Jahr 2023 erwirken zu können.

Die Ennskraftwerke AG, an der die Energie AG einen Anteil von 50 % hält, lag mit ihrer Stromproduktion im ersten Halbjahr 2022/2023 mit einem Erzeugungskoeffizienten von 0,97 (Vorjahr: 0,94) unter 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.

Das **Windkraftportfolio** der Energie AG umfasst Beteiligungen an vier Windparks mit einer anteiligen Gesamtleistung von rund 15 MW. Die Stromerzeugungsmengen aus Windkraft lagen im Berichtszeitraum bei 19 GWh (Vorjahr: 23 GWh). Zu Beginn des ersten Halbjahres

des Geschäftsjahres 2022/2023 wurde eine weitere Windkraftanlage des Windparks Munderfing mit einer anteiligen Leistung von 0,5 MW in Betrieb genommen.

Die Energie AG betreibt über Beteiligungen **Photovoltaik-(PV-)Anlagen** in Österreich und Italien mit einer Gesamtleistung von rund 18 MW_p (Vorjahr: 18 MW_p). Im ersten Halbjahr 2022/2023 wurden 4 GWh (Vorjahr: 5 GWh) Strom ins öffentliche Netz eingespeist. Im Berichtszeitraum befanden sich zwei weitere Projekte in der Umsetzungsphase. Zum einen wird auf Dachflächen einer Reitsportanlage eine PV-Anlage für die Stromeigenerzeugung der Energie AG mit einer Leistung von 1,46 MW_p errichtet. Das zweite Projekt wird am Energie AG-Standort in Timelkam realisiert. So wird die bestehende PV-Anlage auf dem Areal der Aschedeponie durch eine zweite, technisch unabhängige Anlage mit ca. 1,15 MW_p ergänzt, sodass die abgeschlossene Deponiefläche bestmöglich zur Stromerzeugung genutzt wird. Beide Anlagen werden voraussichtlich mit Beginn des nächsten Geschäftsjahres in Betrieb genommen.

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 164 GWh gegenüber dem Vorjahr (181 GWh) aufgrund der vergleichsweise milden Temperaturen um 9,4 % gesunken. Der Ausbau des Fernwärmestandortes Freistadt ist in Planung. Eckpfeiler des Projekts sind die Erweiterung der Biomasse-Erzeugungsanlagen um 2,5 MW sowie des Fernwärmenetzes um 1.900 Trassenmeter. Die Inbetriebnahme soll im Geschäftsjahr 2023/2024 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 2022/2023 erzeugte Menge an Prozess- und Fernwärme betrug 281 GWh und lag damit um 24,7 % unter dem Vorjahreswert von 373 GWh.

| ERSTMALIGE PREISANPASSUNG NACH MEHRJÄHRIGER PREISGARANTIE

Nach der seit 2017 gewährten Preisgarantie für Strom- und Gaskund:innen mussten aufgrund der außerordentlichen Marktlage die Preise der Bestandskund:innen für Strom und Gas im Berichtszeitraum deutlich erhöht werden. Die per 02.01.2023 durchgeführte Preisanpassung für Strom wurde in Hinblick auf die neue Rechtslage („maßgebende Umstände“ gemäß § 80 Abs. 2a EIWOG) von einem externen Rechtsexperten begleitet. Die ebenfalls per 02.01.2023 durchgeführte Preisanpassung im Bereich Gas erfolgte entsprechend den Regelungen in den Allgemeinen Geschäftsbedingungen (AGB) auf Basis der Veränderungen des Österreichischen Gaspreisindex (ÖGPI) bzw. des Verbraucherpreisindex (VPI). Nachdem die Rechtskonformität der auf Basis der neuen Rechtslage durchgeführten Preiserhöhungen vieler Branchenunternehmen in Frage gestellt wurde, hat sich die Energie AG mit Interessensvertretungen auf eine rasche, kundenfreundliche und praktikable Lösung verständigt, um einen langjährigen Rechtsstreit zu vermeiden.

Da – bedingt durch das Ausmaß der Erhöhung – mit einem verstärkten Kommunikationsaufkommen zu rechnen war, wurden die personellen Ressourcen im Callcenter der Energie AG bereits im Vorfeld sowohl intern als auch extern erhöht. Darüber hinaus wurde die Preisanpassung von zahlreichen weiteren Maßnahmen begleitet: Im Rahmen von speziell angebotenen Beratertagen wurden digitale und persönliche Beratungen durchgeführt und Gespräche mit Kammern und Verbänden gesucht, um die Betroffenheiten entsprechend auszuloten. In der Folge wurden Maßnahmenpakete geschnürt, um den hohen Belastungen für bestimmte Kundengruppen zielgerichtet entgegenzuwirken. Per 01.02.2023 konnten die Preise der seit Dezember 2021 gewonnenen Neukund:innen auf den niedrigeren,

ab 02.01.2023 geltenden Bestandskundenpreis gesenkt werden bzw. diese Kund:innen als Bestandskund:innen geführt werden. Per 01.02.2023 wurde auch der Preis für Neukund:innen gesenkt.

Die im Berichtszeitraum merkliche Entspannung auf den Energiemärkten führte trotz des nach wie vor hohen Preisniveaus bereits wieder zu zunehmenden Wettbewerbsaktivitäten auf dem Absatzmarkt.

Die Heizgradtage lagen im Berichtszeitraum in Oberösterreich aufgrund der milden Witterungsverhältnisse um 10 % unter dem Vergleichszeitraum des Vorjahres und ebenfalls deutlich unter dem Durchschnitt der vergangenen 5 Jahre (-7,9 %).

Im aktuellen energiewirtschaftlichen Umfeld wurde der Fokus der Vertriebsaktivitäten auf ein laufendes und standardisiertes Risikomanagement zur gezielten Steuerung von Risiken gelegt und das Monitoring von Forderungsrisiken noch stärker berücksichtigt.

Strom

Die konsolidierte Stromabgabemenge der Energie AG lag im ersten Halbjahr des Geschäftsjahres 2022/2023 bei 3.256 GWh und somit um 230 GWh unter dem Vorjahreswert von 3.486 GWh.

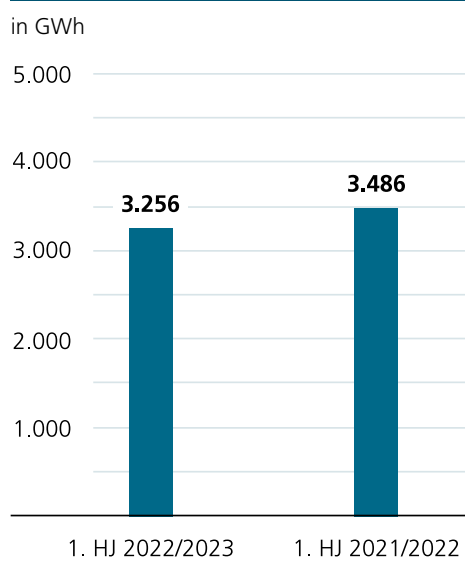
Im Bereich der Business- und Industriekunden war bei den Bestandskunden ein reduziertes Abnahmeverhalten zu verzeichnen. Der sich daraus ergebende Mengenrückgang wurde allerdings durch Neukunden in diesem Bereich teilweise kompensiert. Aufgrund der milden Witterung in der ersten Geschäftsjahreshälfte zeigte sich die Abgabemenge im Bereich Privat-, Gewerbe- und Gemeindenkunden ebenfalls rückläufig. Mit dem enormen Anstieg an dezentralen Photovoltaikanlagen stieg auch die Anzahl an Kund:innen, welche Strommengen an die Energie AG rüchliefernten, um ein Vielfaches.

Gas

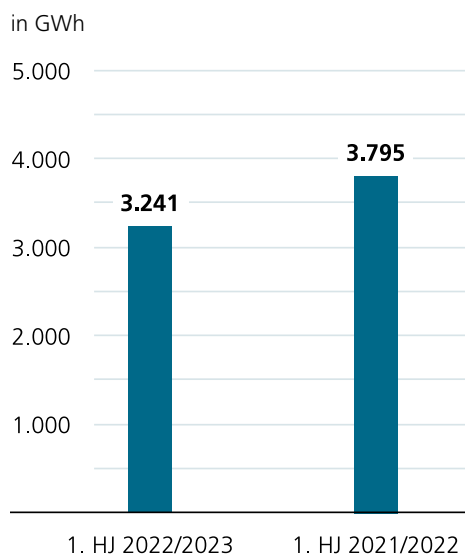
Die Gas-Absatzmenge der Energie AG betrug in der ersten Geschäftsjahreshälfte 3.241 GWh und lag somit um 554 GWh bzw. 14,6 % unter dem Vorjahreswert von 3.795 GWh.

Im Bereich der Business- und Industriekunden blieb die Abgabemenge unter dem Vorjahreswert. Primär war dies auf einen Rückgang bei den Absatzmengen von Bestandskunden zurückzuführen, wobei die Situation durch vermehrte Einspeicheraktivitäten einzelner Großkunden etwas abgeschwächt wurde. Auch bei den Privat-, Gewerbe- und Gemeindenkunden der Sparte Gas waren im ersten Halbjahr witterungsbedingt niedrigere Abgabemengen zu verzeichnen. Darüber hinaus stieg in diesem Bereich aufgrund der aktuellen Rahmenbedingungen das Interesse an einem Wechsel des Heizsystems.

Stromabsatz Vertrieb



Gasabsatz Vertrieb



Wärme

Der Wärmeabsatz in Österreich betrug im ersten Halbjahr 2022/2023 649 GWh und lag damit um 15,1 % unter dem Vorjahreswert von 764 GWh, was ebenfalls auf die milde Witterung im Berichtszeitraum zurückzuführen war.

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

Telekommunikation

Zum Ende der ersten Geschäftsjahreshälfte 2022/2023 verzeichnete die Energie AG bereits über 18.200 aktive Kund:innen, welche die entsprechenden Produkte nutzten (Vorjahr: 15.000). Auch im Businesskundenbereich konnten trotz des dynamischen und herausfordernden Wettbewerbsumfelds weitere Kunden von den Produkten der Energie AG überzeugt werden.

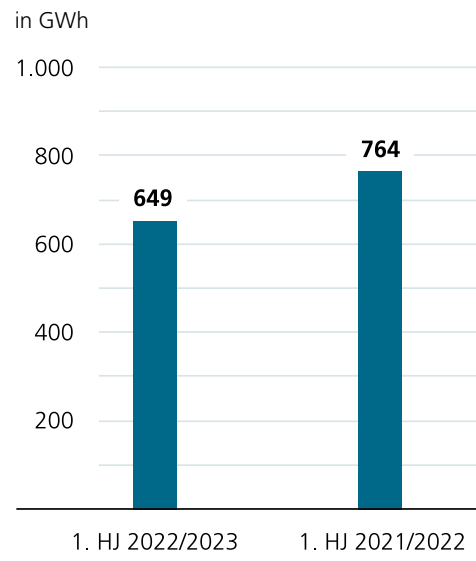
Photovoltaik

Per 31.03.2023 wurden 65 Photovoltaik-Contracting-Kundenanlagen (Vorjahr: 58) mit einer Leistung von 10,3 MW_p (Vorjahr: 9,6 MW_p) betrieben. Darüber hinaus wurden standardisierte Produkte wie der „PV-Super-Deal“ für Haushalte und der „PV-Profi-Deal“ für Gewerbekunden sehr stark nachgefragt.

Elektromobilität

Der Schwerpunkt der Elektromobilitäts-Aktivitäten lag im Berichtszeitraum auf dem gezielten Aufbau von Ladestationen. Die Energie AG betreibt aktuell 183 öffentlich zugängliche Ladestationen (Vorjahr: 141) und verwaltet in Summe 716 Ladepunkte (Vorjahr: 502).

Wärmeabsatz Österreich



SEGMENT NETZ

Segmentübersicht Netz

	Einheit	1. HJ 2022/2023	1. HJ 2021/2022	Entwicklung
Gesamtumsatz	Mio. EUR	238,3	215,8	10,4 %
EBIT	Mio. EUR	26,6	41,9	-36,5 %
Investitionen in Sachanlagen und immaterielles Vermögen	Mio. EUR	37,7	35,0	7,7 %
Mitarbeiter:innen Durchschnitt	FTE	585	582	0,5 %
Stromnetzabgabe Endkund:innen	GWh	4.017	4.258	-5,7 %
Gasnetzabgabe Endkund:innen	GWh	9.699	12.116	-19,9 %

RECHTLICHE UND REGULATORISCHE RAHMENBEDINGUNGEN IM SEGMENT NETZ

Die Netznutzungsentgelte in der Sparte Strom wurden aufgrund der Situation auf dem Energiemarkt, die zu einer enormen Steigerung der Netzverlustkomponente führte, seitens der Regulierungsbehörde per 01.01.2023 zwischen 35,8 % und 72,6 % erhöht. Der österreichische Nationalrat hat daher entschieden, einen kostenreduzierenden Beitrag bei den Netzverlustentgelten für Bezugsanlagen für das Jahr 2023 zuzuschießen. Ein Großteil des Anstiegs des Netzverlustentgeltes wurde durch den staatlichen Zuschuss und die zwischenzeitlich rückläufige Entwicklung der Marktpreise abgefedert und die Tarife wurden ab 01.03.2023 entsprechend reduziert. Gegenüber dem Vorjahr stiegen somit die Netznutzungsentgelte ab 01.03.2023 zwischen 5,6 % und 10,3 %, wobei nunmehr für Entnehmer:innen und Einspeiser:innen Tarife in unterschiedlicher Höhe verordnet wurden.

Die Netznutzungsentgelte im Bereich Gas für Endverbraucher:innen der Netzebene 3 stiegen um 23,5 %, in der Netzebene 2 um 40,8 %. Der Grund für diese deutlichen Steigerungen waren auch in diesem Bereich die höheren Netzverlustkosten und höhere vorgelagerte Netzkosten.

Mit 01.01.2023 begann die vierte – wiederum 5-jährige – Regulierungsperiode im Gasbereich. Im ersten Halbjahr des Geschäftsjahres 2022/2023 war ein Schwerpunkt im Segment Netz die Einleitung des Kostenermittlungsverfahrens für die fünfte Regulierungsperiode Strom. Neben umfangreichen Anforderungen und Rückfragen der Behörde fanden Expert:innengespräche zur Diskussion und Festlegung der Ausgestaltung der Parameter zur fünften Regulierungsperiode statt.

GESCHÄFTSVERLAUF IM SEGMENT NETZ

Der Umsatz im Segment Netz belief sich im Berichtszeitraum auf EUR 238,3 Mio. und stieg somit gegenüber dem Vorjahr um 10,4 %. Das EBIT des Segments Netz betrug im ersten Halbjahr 2022/2023 EUR 26,6 Mio., was einem Rückgang um 36,5 % entspricht. Verantwortlich dafür waren vor allem rückläufige transportierte Mengen sowohl im Strom- als auch im Gasnetz, höhere Netzverlustkosten und vorgelagerte Netzkosten. Diese konnten durch die regulatorische Anhebung der Netznutzungsentgelte nur teilweise kompensiert werden. Darüber hinaus stiegen aufgrund der getätigten Investitionen auch die Abschreibungen im Bereich der Strom- und Gasnetze sowie andere Aufwendungen.

STROM- UND GASNETZ ALS RÜCKGRAT DER OBERÖSTERREICHISCHEN VERSORGUNGSINFRASTRUKTUR

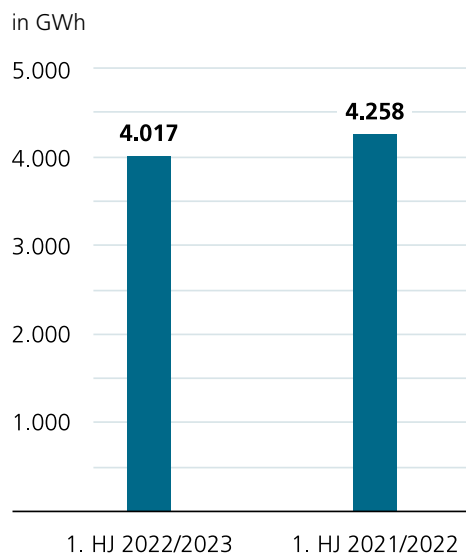
Gegenüber dem Vergleichszeitraum des Vorjahres sank die **Stromnetzabgabe** im ersten Halbjahr des laufenden Geschäftsjahres um insgesamt 5,7 % von 4.258 GWh auf 4.017 GWh. Insbesondere die hohen Strompreise führten zu Einsparungen bei Kund:innen auf allen Netzebenen.

Netzbetrieblich herausfordernd war eine Folge mehrerer Stürme in den ersten Monaten des Kalenderjahres 2023, welche durch auf Stromleitungen stürzende Bäume die Stromversorgung beeinträchtigten. Das 110-kV-Hochspannungsnetz erwies sich in dieser Situation einmal mehr als starkes und sicheres Rückgrat der oberösterreichischen Stromversorgung.

Anfang März 2023 wurde der neue, aktualisierte **Stromnetz-Masterplan Oberösterreich 2032** veröffentlicht. Er soll die Strom-Infrastruktur in Oberösterreich noch schneller auf die aktuellen und künftigen Anforderungen ausrichten. 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 erstellt. In Steyr wurden vorbereitende Arbeiten für die Generalsanierung der 110-kV-Leitung von Steyr-Ost nach Steyr-Nord begonnen und die Planungsarbeiten für das Umspannwerk Rottenbach im Berichtszeitraum weitgehend abgeschlossen. Beim Projekt „Zentralraum OÖ“ konnte der UVP-Bescheid in erster Instanz erwirkt und die Baumsetzung begonnen werden.

Die Notwendigkeit zur Dekarbonisierung des Energieverbrauchs und die von der Politik dafür gesetzten Rahmenbedingungen hatten zur Folge, dass das Interesse an dezentraler Erzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger in den letzten Jahren schon deutlich gestiegen war. Im Geschäftsjahr 2021/2022 nahm das Interesse an privaten Photovoltaik-(PV-)Anlagen mit Beginn des Angriffskriegs Russlands in der Ukraine und aufgrund einer zusätzlichen Motivation aus Sicherheitsgedanken heraus sprunghaft zu. Die Anfragen für einen **Netzanschluss einer PV-Anlage** vervielfachten sich gegenüber dem Vorjahr mit einer Anzahl von über 35.000 im Jahr 2022. Die anhaltend hohe Zahl an Netzanschlussanfragen für Einspeiseanlagen führte im Berichtszeitraum trotz bereits im Vorjahr ergriffener Maßnahmen zu Engpässen im Bearbeitungsprozess und auch bereits im Stromnetz selbst. Dank weiterer Automatisierungsschritte und kurzfristiger Unterstützung konnten die enorm hohen Antragszahlen bearbeitet werden. Ergänzende Maßnahmen bis hin zu Überlegungen für strukturelle Änderungen sind in Vorbereitung, um die Versorgungsqualität für Netzkund:innen als oberste Priorität weiterhin sicherstellen zu können.

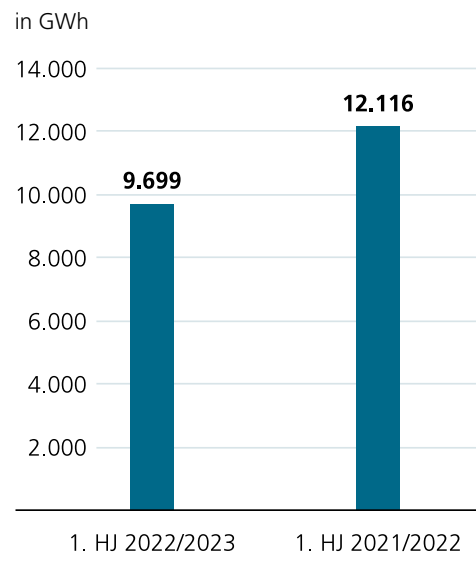
Stromnetzabgabe Endkund:innen



Die **Gasnetzabgabe** reduzierte sich im Berichtszeitraum auf 9.699 GWh und somit um 19,9 % gegenüber dem Vergleichszeitraum des Vorjahres (12.116 GWh). Der Mengenrückgang betraf sowohl den Industrie- als auch den Haushaltssektor und wurde durch die sehr hohen Gaspreise sowie den eher warmen Winter beeinflusst.

Neben Instandhaltungsmaßnahmen wie beispielsweise Sanierungen von Minderdeckungen und Reparaturen von Isolationsfehlern an den Gas-Hochdruckleitungen wurden auch erforderliche umfangreiche Umbauten mehrerer Reduzierstationen gestartet. An vier Gas-Hochdruckleitungen wurden im Berichtszeitraum die Umlegungen bzw. Trassierungen für die notwendige Umlegung aufgrund von Fremdprojekten begonnen.

Gasnetzabgabe Endkund:innen



SEGMENT ENTSORGUNG

Segmentübersicht Entsorgung

	Einheit	1. HJ 2022/2023	1. HJ 2021/2022	Entwicklung
Gesamtumsatz	Mio. EUR	139,2	139,7	-0,4 %
EBIT	Mio. EUR	21,2	26,9	-21,2 %
Investitionen in Sachanlagen und immaterielles Vermögen	Mio. EUR	10,1	4,9	> +100 %
Mitarbeiter:innen Durchschnitt	FTE	824	825	-0,1 %
Gesamtmenge Abfälle umgeschlagen	1.000 t	755	791	-4,6 %
Thermisch verwertete Abfallmenge	1.000 t	302	297	1,7 %

| ENTSORGUNGSWIRTSCHAFTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Erbringung der Entsorgungsdienstleistungen änderten sich im ersten Halbjahrs 2022/2023 im Vergleich zu den Vorperioden teilweise markant. In Anbetracht der hohen Inflation und der gestiegenen Kosten für Logistikleistungen bei gleichzeitig sinkender Wirtschaftsproduktivität und zunehmend schwierigen Bedingungen für die Gewerbe- und Industriebetriebe gestaltete sich die Durchsetzung von Preiserhöhungen für die klassischen Entsorgungsdienstleistungen herausfordernd.

Zum einen waren die auf dem Markt verfügbaren **Abfälle**, die einer thermischen Verwertung zugeführt werden müssen, insbesondere zu Geschäftsjahresbeginn deutlichen Mengenschwankungen unterworfen. Ursächlich dafür waren unter anderem die Veränderungen der allgemeinen Wirtschaftssituation bzw. der Produktivität der Gewerbe- und Industriebetriebe. Trotz dieser Volatilitäten waren im Verlauf des ersten Halbjahres 2022/2023 genügend Abfälle auf dem Markt verfügbar, sodass die thermischen Abfallverwertungsanlagen weiterhin gut ausgelastet waren.

Zum anderen änderten sich die Rahmenbedingungen für die **Wertstoffe** Altpapier/Karton sowie für Metalle gegenüber dem Vorjahr zum Teil recht deutlich. Nach dem sehr hohen Vorjahresniveau wurde bei den Metallpreisen in den ersten Monaten des Berichtszeitraums ein Rückgang verzeichnet. Zum Ende des ersten Halbjahres 2022/2023 pendelten sich die Metallpreise auf einem zwar unter dem Vergleichszeitraum des Vorjahres liegenden, aber dennoch wieder zufriedenstellenden Niveau ein.

Ähnlich verlief die Entwicklung bei Altpapier/Karton. Hier war ein deutlicher Preisrückgang im Vergleich zum Vorjahr festzustellen und auch die Nachfrage nach Altpapier/Karton reduzierte sich drastisch. Gegen Ende des ersten Halbjahres 2022/2023 verbesserte sich die Situation jedoch wieder.

Zudem sieht die **Verpackungsverordnungsnovelle** (VVO) ab 01.01.2023 eine verpflichtende Teilnahme an einem Sammel- und Verwertungssystem für gewerbliche Verpackungen vor. Dabei sind gewerbliche Kartonagen obligatorisch an ein Sammel- und Verwertungssystem zu übergeben. Dies führte zu Änderungen bzw. zum Entfall von Vermarktungsmöglichkeiten für die Entsorgungsbetriebe bei diesen Wertstoffen. Die finanziellen Auswirkungen können jedoch zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht abgeschätzt werden, da die sonstigen Rahmenbedingungen bei der Erbringung von Dienstleistungen wie zum Beispiel Transport und Manipulation, die weiterhin von den Entsorgungsbetrieben durchgeführt werden, noch nicht endgültig feststehen.

Seit 01.01.2023 müssen Abfalltransporte über 10 Tonnen für Strecken über 300 Kilometer mit der Bahn oder ähnlichen klimafreundlichen Transportmitteln durchgeführt werden, wobei die Kilometerschwelle bis 01.01.2026 auf 100 Kilometer sinkt. Bislang sind noch relativ wenige Bahntransporte von dieser Regelung betroffen.

| GESCHÄFTSVERLAUF IM SEGMENT ENTSORGUNG

Der Umsatz im Segment Entsorgung belief sich im ersten Halbjahr 2022/2023 auf EUR 139,2 Mio. und lag somit in etwa auf dem Vorjahresniveau von EUR 139,7 Mio.. Das EBIT sank von EUR 26,9 Mio. im ersten Halbjahr 2021/2022 auf EUR 21,2 Mio. im Berichtszeitraum.

Für die Ergebnismrückgänge waren gesunkene Preise bei den Wertstoffen Altpapier/Karton und den Metallen verantwortlich. Dazu kamen noch Teuerungen, die sich beispielsweise bei den Betriebsmitteln und der Instandhaltung bemerkbar machten. Die Strom- und Wärmeerlöse aus der Welser Abfallverwertung (WAV) sowie die EBIT-Beiträge aus den übrigen Entsorgungsdienstleistungen lagen über dem Vergleichszeitraum des Vorjahres.

| AUSLASTUNG DER VERBRENNUNGSANLAGEN

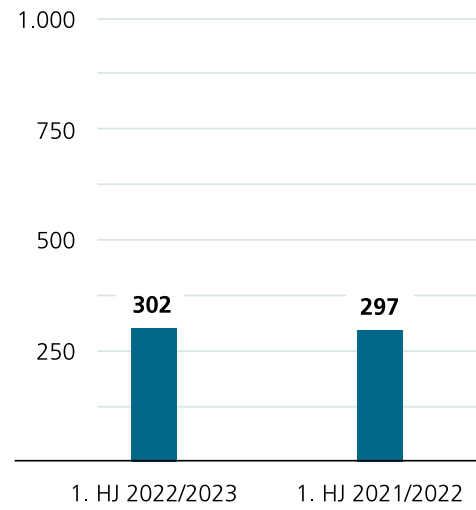
Die beiden **Abfallverwertungsanlagen in Wels und Lenzing** erreichten im Berichtszeitraum eine Durchsatzmenge von 302.434 t (Vorjahr: 297.332 t), was einem Anstieg um 1,7 % entspricht.

In der Abfallverwertungsanlage in Wels waren die Durchsatzmengen aufgrund eines ungeplanten Stillstands im Dezember 2022 geringer als im Vorjahr. Die Aufrechterhaltung der Fernwärmeversorgung der Stadt Wels konnte dennoch jederzeit sichergestellt werden. Die Durchsatzmengen der Verbrennungsanlage in Lenzing waren im ersten Halbjahr 2022/2023 höher als im Vergleichszeitraum des Vorjahres, was auf die ungeplanten Stillstände im ersten Halbjahr 2021/2022 zurückzuführen ist.

Bei der Verbrennungsanlage in Lenzing wurde die jährliche Revision im Zeitraum von 17.03.2023 bis 06.04.2023 durchgeführt. In Wels werden die Revisionen für die beiden Verbrennungslinien wie geplant erst in der zweiten Geschäftsjahreshälfte 2022/2023 durchgeführt.

Thermisch verwertete Abfallmenge

in 1.000 t



Aus der Abfallverwertungsanlage Wels wurden im Berichtszeitraum 202 GWh Wärme (Vorjahr: 163 GWh) in das Fernwärmenetz der Stadt Wels und an einen weiteren Großkunden abgegeben. Die Stromaufbringung belief sich auf 91 GWh (Vorjahr: 100 GWh).

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

Im Vergleich zum Vorjahr entwickelten sich die gesamten **umgeschlagenen Mengen** in Österreich und Südtirol mit 754.712 t rückläufig (1. Halbjahr 2021/2022: 790.774 t), wobei der Standort in Südtirol einen Anstieg der umgeschlagenen Mengen verzeichnen konnte.

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

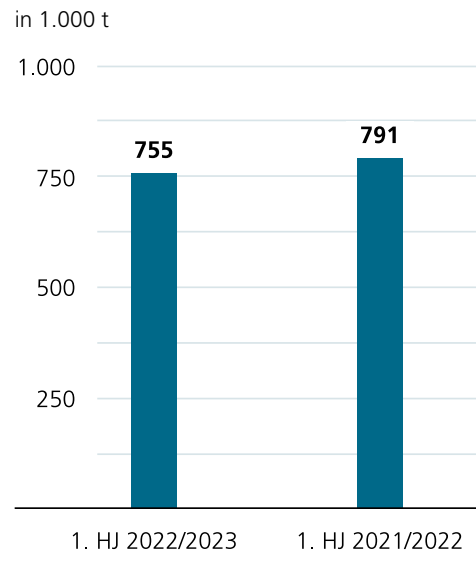
Intensiv gearbeitet wurde im ersten Halbjahr 2022/2023 am weiteren Ausbau der Fernwärmeauskopplung aus der WAV. Dabei standen weiterhin technische Umbau- und Errichtungsarbeiten sowie organisatorische Änderungen im Mittelpunkt der Tätigkeiten.

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

Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in **Südtirol** waren mit Ausnahme des Papierbereichs seit Beginn des Geschäftsjahres 2022/2023 stabil. Der Rückgang der Papiermengen konnte durch Gewerbe- und Industrieabfälle bzw. Ersatzbrennstoffe (EBS) kompensiert werden. Der Umschlag am Standort wurde deutlich erhöht.

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 2022/2023	1. HJ 2021/2022	Entwicklung
Gesamtumsatz	Mio. EUR	120,3	99,0	21,5 %
EBIT	Mio. EUR	4,8	6,4	-25,0 %
Investitionen in Sachanlagen und immaterielles Vermögen	Mio. EUR	5,1	2,6	96,2 %
Mitarbeiter:innen Durchschnitt	FTE	1.722	1.712	0,6 %
Fakturiertes Trinkwasser	Mio. m ³	24,5	24,5	0,0 %
Fakturiertes Abwasser	Mio. m ³	22,8	22,7	0,4 %

I RAHMENBEDINGUNGEN IN TSCHECHIEN

Das Wirtschaftswachstum in Tschechien entwickelte sich im ersten Halbjahr 2022/2023 auf moderatem Niveau, während die Inflation im Berichtszeitraum noch sehr hoch war und zwischen 15,0 % und 18,0 % pendelte. Die Arbeitslosenquote bewegte sich so wie im Geschäftsjahr 2021/2022 nahe der Vollbeschäftigung.

Unverändert waren auch im ersten Quartal des neuen Geschäftsjahres 2022/2023 die hohen Energiekosten eine zentrale Herausforderung im Segment Tschechien. Per 01.01.2023 wurde seitens der tschechischen Regierung eine Preisdeckelung für Strom und Gas wirksam, was sich positiv auf den Beschaffungsmarkt für Energie im Segment Tschechien auswirkte.

Für den Wärmebereich des Segments Tschechien der Energie AG waren in diesem Zusammenhang insbesondere die hohen Brennstoffpreise relevant. Bei der Wasserver- und Abwasserentsorgung wirkten sich die im Vergleich zum ersten Halbjahr 2021/2022 deutlich gestiegenen Marktpreise beim Stromaufwand für die Wasser- und Abwasseraufbereitung und die Verteilung negativ aus. Mit einer Reihe von Effizienzmaßnahmen und der Berücksichtigung der erhöhten Energieaufwände in der Preiskalkulation konnten diese Auswirkungen jedoch stark minimiert werden.

Die Tschechische Krone legte gegenüber dem Euro im Laufe des Geschäftsjahres 2022/2023 weiterhin kontinuierlich zu. Das Wechselkursverhältnis lag gegen Ende des Berichtszeitraums bei rund EUR/CZK 23,5.

I GESCHÄFTSVERLAUF IM SEGMENT TSCHECHIEN

Im ersten Halbjahr des Geschäftsjahres 2022/2023 wurden im Segment Tschechien in den Bereichen Wasser und Wärme Umsatzerlöse in Höhe von EUR 120,3 Mio. erzielt. Dies bedeutete gegenüber dem Vorjahr einen Anstieg um 21,5 %, welcher hauptsächlich durch die im Berichtszeitraum erfolgte Anhebung der Preise, Wechselkurseffekte sowie gestiegene Umsätze im Dienstleistungsbereich begründet ist. Darüber hinaus sind im Umsatz des Segments Tschechien nunmehr auch die Aktivitäten der Gesellschaft RATE s.r.o., welche im Vorjahr bilanziell noch nicht berücksichtigt war, enthalten.

Das EBIT im Segment Tschechien betrug im Berichtszeitraum EUR 4,8 Mio.. Dies entspricht einem Rückgang in Höhe von 25,0 % (Vorjahr: EUR 6,4 Mio.), der vor allem auf im Vergleich zum ersten Halbjahr 2021/2022 deutlich höhere Energieaufwendungen zurückzuführen ist,

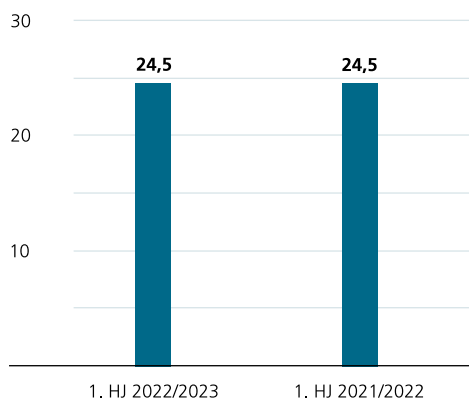
welche durch Preissteigerungen bei den Endkund:innen nur teilweise kompensiert werden konnten.

STABILE ENTWICKLUNG DER ABSATZMENGEN IN TSCHECHIEN

Im Segment Tschechien wurden im Berichtszeitraum insgesamt 24,5 Mio. m³ **Trinkwasser** und 22,8 Mio. m³ **Abwasser** fakturiert. Dies entspricht in etwa dem Niveau des Vorjahres.

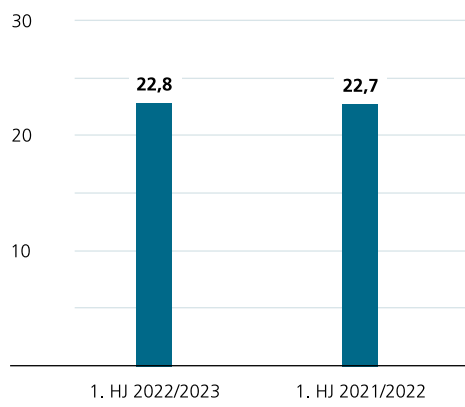
Fakturiertes Trinkwasser

in Mio. m³



Fakturiertes Abwasser

in Mio. m³



Alle wesentlichen Ausschreibungen für Trink- und Abwasser konnten gewonnen werden, wobei die Ausschreibungen in Prachatice und Lipno nad Vltavou (ČEVAK a.s.) jeweils mit einer Laufzeit von 10 Jahren die bedeutendsten im Berichtszeitraum waren.

Um den hohen Energiepreisen entgegenwirken zu können, starteten in den operativen Beteiligungen sukzessive Energieeffizienzprogramme. So wird nun beispielsweise in der Kläranlage Budweis durch die Klärschlammverwertung entstehendes Biogas in einer Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK-)Anlage zur Strom- und Wärmeerzeugung verwendet und überschüssige Mengen werden in das öffentliche Netz eingespeist. In der Kläranlage Chrudim wird das Belüftungssystem für den Faulungsprozess erneuert. Zusätzlich werden Photovoltaikprojekte stark vorangetrieben, wodurch der externe Energiebedarf reduziert werden kann.

Der **Wärmeabsatz** in Tschechien betrug im Berichtszeitraum 146 GWh und lag damit trotz eines milderen Winters um 10,6 % über dem Vorjahreswert (132 GWh). Der Anstieg war hauptsächlich durch den Erwerb der RATE s.r.o. per 03.01.2022 begründet.

SEGMENT HOLDING & SERVICES

Segmentübersicht Holding & Services

	Einheit	1. HJ 2022/2023	1. HJ 2021/2022	Entwicklung
Gesamtumsatz	Mio. EUR	112,3	97,2	15,5 %
EBIT	Mio. EUR	-14,0	47,5	> -100,0 %
Investitionen in Sachanlagen und immaterielles Vermögen	Mio. EUR	8,7	11,0	-20,9 %
Mitarbeiter:innen Durchschnitt	FTE	1.054	1.024	2,9 %
Transportiertes Internet-Datenvolumen ¹⁾	TB	53.310	44.340	20,2 %

1) Änderung Kennzahl aufgrund Abspaltung des Fiber-to-the-Home-Glasfasernetzes im Geschäftsjahr 2021/2022; TB = Terabyte

| GESCHÄFTSVERLAUF IM SEGMENT HOLDING & SERVICES

Im Segment Holding & Services wurden im Berichtszeitraum Umsatzerlöse in Höhe von EUR 112,3 Mio. erzielt, was gegenüber dem Vorjahr (EUR 97,2 Mio.) einem Anstieg um 15,5 % entspricht.

Das EBIT des Segments Holding & Services sank von EUR 47,5 Mio. im Vorjahr auf EUR -14,0 Mio. im Geschäftsjahr 2022/2023. Im Vorjahr hatten die Bewertung des Geschäftsanteils an der BBOÖ GmbH in Höhe von EUR 37,0 sowie eine Wertaufholung für die at equity-bewertete Beteiligung Wels Strom GmbH in Höhe von EUR 3,5 Mio. positiv auf das EBIT des Segments Holding & Services gewirkt.

Die dem Segment Holding & Services zugeordneten at equity-bewerteten Gesellschaften erzielten im Berichtszeitraum deutlich niedrigere Ergebnisbeiträge als im ersten Halbjahr 2021/2022. Die EBIT-Beiträge der dem Segment Holding & Services zugeordneten Servicegesellschaften entwickelten sich unter anderem aufgrund gesteigerter Aufwendungen insgesamt rückläufig, während das operative Ergebnis des Geschäftsfelds Telekom im Berichtszeitraum eine stabile Entwicklung zeigte.

| NEUE STRATEGISCHE STOSSRICHTUNGEN IM TELEKOM-BEREICH

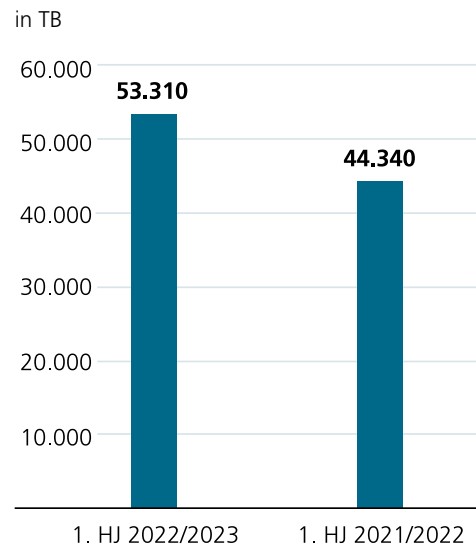
In der ersten Hälfte des Geschäftsjahrs 2022/2023 wurden die Schnittstellen aus der Energie AG Oberösterreich Telekom GmbH (Telekom GmbH) zum – im letzten Geschäftsjahr gegründeten – FTTH-Joint Venture BBOÖ GmbH weiterentwickelt.

Nach den organisatorischen Umwälzungen der vergangenen Jahre wurde zum Ende des letzten Geschäftsjahres auch die Strategie für den verbleibenden Telekom-Bereich geschärft. Hierbei ergaben sich zwei strategische Stoßrichtungen. Während auf dem externen Glasfasermarkt dem steigenden Verdrängungswettbewerb mit einer Wholesale-Offensive entgegnet werden soll, liegt der Fokus bei den konzerninternen Leistungen auf einem Ausbau der Wertangebote für die Partner:innen innerhalb des Energie AG-Konzerns.

Das im Geschäftsfeld Telekom transportierte Internet-Datenvolumen erhöhte sich weiter und betrug im ersten Halbjahr 2022/2023 53.310 Terabyte (TB) (Vorjahr: 44.340 TB). Die Zuverlässigkeit der Daten Transporte konnte mit einer Versorgungssicherheit (= Verfügbarkeit der Datenverbindungen) von 99,99 % (Vorjahr 99,99 %) wieder auf einem ausgezeichneten Niveau gehalten werden.

Im Wholesale-Bereich stieg der Druck auf dem Markt durch die Deregulierung eines großen österreichischen Telekommunikations-Dienstleisters und hohe Infrastruktur-Investitionen des Mitbewerbs. Die Wholesale-Offensive der Telekom GmbH zielt darauf ab, daraus resultierende Rückgänge zu kompensieren und die Wertschöpfung im vorhandenen Glasfaser-Backbonenetz weiter zu steigern. Neben der Schaffung der technischen Voraussetzungen für die Optimierung der Endkundenprodukte seitens der Energie AG Oberösterreich Vertrieb GmbH wird die Auslastung der eigenen Infrastruktur durch gezielte Angebote an andere Internet-Serviceprovider laufend verbessert.

Transportiertes Internet-Datenvolumen



AUSBLICK

Hinsichtlich der **konjunkturellen Entwicklung** erwarten die Wirtschaftsinstitute für die zweite Hälfte des laufenden Kalenderjahres eine Rückkehr der österreichischen Volkswirtschaft auf einen zwar verhaltenen, aber stabilen Wachstumspfad. IHS, WIFO und IWF prognostizieren für das gesamte Jahr 2023 BIP-Wachstumsraten zwischen +0,3 % und +0,5 %. Die Inflationsrate dürfte mit Prognosebandbreiten zwischen +7,1 % bis +8,2 % nur langsam von ihrem hohen Niveau sinken. Für die Wirtschaft im Euroraum wird ein etwas stärkeres Wachstum von durchschnittlich +0,7 % erwartet.

Zahlreiche **energiepolitische Maßnahmen und Verordnungen** sowohl auf EU-Ebene als auch in Österreich befanden sich zum Ende des Berichtszeitraums in unterschiedlichen Diskussions- oder Gesetzwerdungsstadien. Beispielsweise hat die EU-Kommission am 14.03.2023 Vorschläge zur Reform des EU-Strommarktes vorgelegt, um den Ausbau erneuerbarer Energien ebenso wie den Ausstieg aus dem Energieträger Gas zu beschleunigen und die Verbraucher vor Preisschwankungen bei fossilen Brennstoffen und künftigen Preisspitzen zu schützen. Um verstärkt auf die Anforderungen der Praxis einzugehen, wird eine tiefgreifende Novellierung des österreichischen ElWOG diskutiert; diese soll zu einem Begutachtungsentwurf in der zweiten Hälfte des Geschäftsjahres 2022/2023 führen. Im Ministerrat am 10.05.23 wurde außerdem eine Verschärfung des Energiekrisenbeitragsgesetzes in Form einer Änderung des Schwellenwerts für die Abschöpfung und Umverteilung von Überschusserlösen beschlossen, welche bereits im Juni 2023 in Kraft treten soll. Auch detaillierte Regelungen zum Bundesgesetz über den Energiekrisenbeitrag-Strom sowie parlamentarische Verhandlungen zum Energieeffizienz-Reformgesetz 2023, das Erneuerbare-Wärme-Gesetz und das Strompreiskosten-Ausgleichsgesetz werden für das zweite Halbjahr des Geschäftsjahres 2022/2023 erwartet.

Aufgrund der zahlreichen unwägbareren geopolitischen, wirtschaftlichen und legislativen Einflussfaktoren bleiben die **energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen** für die Energie AG und die gesamte Branche hochgradig herausfordernd. Für das Preisniveau auf den internationalen Energiemärkten wird unter der Annahme weitgehend stabiler Rahmenbedingungen für die zweite Hälfte des Geschäftsjahres 2022/2023 eine Seitwärtsbewegung mit weiterhin hoher Volatilität erwartet.

Dank der vorausschauenden und langfristigen Beschaffungsstrategie ist die Energie AG in der Lage, trotz des herausfordernden Umfelds eine Senkung der Strompreise für Bestandskund:innen per 01.06.2023 vornehmen zu können. Darüber hinaus gilt mit dem Stromkostenzuschussgesetz weiterhin die allgemeine staatliche Strompreisbremse, welche zusätzlich Energiekosten abfedert. Die sichere Versorgungslage und der relativ milde Winter 2022/2023 haben zu einer Entspannung der Großhandelspreise für den Energieträger Gas geführt, daher kann die Energie AG ihren Gaskund:innen (Jahresverbrauch < 400.000 kWh) für den Zeitraum 01.06.2023 bis 31.05.2024 einen Rabatt von 20 % auf Standardprodukte gewähren. Vor dem Hintergrund der hohen Nachfrage nach Photovoltaiklösungen wird im zweiten Halbjahr des Geschäftsjahres 2022/2023 auch ein entsprechendes Produktangebot im **vertrieblichen Fokus** stehen. Im Bereich der Business- und Industriekunden werden in der zweiten Geschäftsjahreshälfte insbesondere die Anstrengungen in Richtung Digitalisierung und Optimierung von Prozessen verstärkt.

Im Geschäftsbereich **Erzeugung** liegt der Schwerpunkt in der zweiten Hälfte des Geschäftsjahres 2022/2023 auf dem Beginn einer neuen Ausbauoffensive für die Stromerzeugung aus Windkraft in Oberösterreich. So ist im Gebiet Kobernaußerwald eine Verfünffachung der Windkraftproduktion bis 2030 geplant. Im Fokus stehen dabei der Ausbau des bestehenden Windparks in Munderfing und die Erweiterung um acht bis zwölf neue

Windkraftanlagen in der Region. Für das Projekt Pumpspeicherkraftwerk Ebensee wird ein Baubeschluss noch im Jahr 2023 angestrebt.

Für das **Segment Netz** sind die regulatorischen Rahmenbedingungen für das laufende Geschäftsjahr weiterhin als stabil einzuschätzen. Für die vierte Regulierungsperiode Gas sind die Parameter fixiert. Die detaillierte Kostenprüfung für die fünfte Regulierungsperiode Strom läuft. Auch 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 2022/2023 sein.

Im **Segment Entsorgung** werden für die zweite Hälfte des Geschäftsjahres 2022/2023 für die Erbringung der klassischen Entsorgungsdienstleistungen grundsätzlich stabile Rahmenbedingungen erwartet. Andererseits ist auch in der zweiten Geschäftsjahreshälfte mit weiteren, inflationsbedingten Kostensteigerungen zu rechnen. Für den Wertstoff Papier wird mit einer leichten Erholung des niedrigen Preisniveaus des ersten Halbjahres gerechnet. Im Rahmen der Fernwärmeausbindung für die Stadt Wels werden die gewonnenen Erfahrungen der ersten Geschäftsjahreshälfte dazu genutzt, weitere Optimierungen durchzuführen und weiterhin eine reibungslose Fernwärmeversorgung gewährleisten zu können.

Trotz des von der tschechischen Regierung ab 01.01.2023 beschlossenen Preisdeckels für Strom und Gas spielen die hohen Energiekosten für das **Segment Tschechien** auch in der zweiten Hälfte des Geschäftsjahres 2022/2023 eine wichtige Rolle. Die kostenseitig einschneidende Situation auf dem Strom- und Gasmarkt wird weiterhin genauestens beobachtet, zumal das nach wie vor hohe Preisniveau Lieferanten, Betreiber und Kund:innen stark unter Druck bringt. Die Weiterentwicklung von Energieeffizienzprojekten für die Wärme- und Wasserversorgung sowie die Abwasserentsorgung wird weiter vorangetrieben. Für die für Gemeinden und Städte erbrachten Dienstleistungen wird im zweiten Halbjahr 2022/2023 eine positive Entwicklung erwartet.

Im **Geschäftsfeld Telekom** liegt der Schwerpunkt in der zweiten Hälfte des Geschäftsjahres 2022/2023 neben der weiteren Prozessoptimierung in der Umsetzung der beiden beschriebenen strategischen Stoßrichtungen „Wholesale-Offensive“ und „Wertangebote“.

Eine zuverlässige Versorgung der Kund:innen der **Energie AG** in der weiterhin fragilen geopolitischen und energiewirtschaftlichen Situation steht neben den bestehenden strategischen Zielen wie beispielsweise der Sicherstellung der finanziellen Stabilität des Konzerns auch im zweiten Halbjahr des Geschäftsjahres 2022/2023 im Mittelpunkt. Daneben wird die Weiterentwicklung des Konzerns im Zuge des in der ersten Geschäftsjahreshälfte initiierten konzernweiten Strategie- und Organisationsprojektes im Fokus stehen.

Vor dem Hintergrund der andauernden konjunkturellen und marktwirtschaftlichen Unwägbarkeiten erwartet die Energie AG unter Annahme einer zumindest weitgehend stabilen Umfeldentwicklung für das Geschäftsjahr 2022/2023 ein operatives Ergebnis über dem Niveau des Vorjahres.

Linz, am 30. Mai 2023

Der Vorstand der Energie AG Oberösterreich

Dr. Leonhard Schitter
CEO

Dr. Andreas Kolar
CFO

Dipl.-Ing. Stefan Stallinger MBA
COO

Konzernhalbjahresabschluss 2022/2023

der Energie AG Oberösterreich

KONZERN-GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG

01.10.2022 BIS 31.03.2023

	2022/2023 TEUR	2021/2022 TEUR
1. Umsatzerlöse	2.537.367,1	2.158.330,3
Bezugskosten für Stromeigenhandel	-75.238,4	-93.773,8
Nettoumsatzerlöse	2.462.128,7	2.064.556,5
2. Veränderung des Bestands an fertigen und unfertigen Erzeugnissen	-5.688,8	-2.516,9
3. Andere aktivierte Eigenleistungen	14.287,2	14.747,2
4. Ergebnisanteil der at-equity einbezogenen Unternehmen	2.771,0	21.609,5
5. Sonstige betriebliche Erträge	8.678,4	50.600,0
6. Aufwendungen für Material und sonstige bezogene Herstellungsleistungen	-2.043.034,2	-1.660.753,7
7. Personalaufwand	-171.046,7	-156.680,3
8. Abschreibungen	-96.828,8	-80.637,2
9. Sonstige betriebliche Aufwendungen	-115.429,9	-81.373,6
10. Operatives Ergebnis	55.836,9	169.551,5
11. Finanzierungsaufwendungen	-14.867,4	-12.759,5
12. Sonstiges Zinsergebnis	5.418,8	563,6
13. Sonstiges Finanzergebnis	2.197,5	-1.106,3
14. Finanzergebnis	-7.251,1	-13.302,2
15. Ergebnis vor Steuern	48.585,8	156.249,3
16. Steuern vom Einkommen	-11.020,6	-21.074,0
17. Konzernergebnis	37.565,2	135.175,3
Davon nicht beherrschenden Anteilen zuzurechnen	961,2	1.179,6
Davon den Gesellschaftern des Mutterunternehmens zuzurechnen		
Konzernjahresüberschuss	36.604,0	133.995,7

KONZERN-GESAMTERGEBNISRECHNUNG

01.10.2022 BIS 31.03.2023

	2022/2023 TEUR	2021/2022 TEUR
1. Konzernergebnis	37.565,2	135.175,3
2. Sonstiges Ergebnis		
Posten, die nicht nachträglich in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliedert werden:		
Neubewertung der leistungsorientierten Verpflichtung	-473,2	27.633,4
Wertänderungen von Beteiligungen und Wertpapieren FVOCI	39.195,9	15.410,1
Latente Steuern	-8.903,0	-11.521,9
Posten, die unter bestimmten Bedingungen nachträglich in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliedert werden:		
Hedge Accounting	-446.406,5	-25.288,2
Erfolgsneutrale Wertänderungen von Unternehmen at-equity	17,9	320,2
Währungsdifferenzen	4.411,8	4.182,5
Latente Steuern	104.508,4	6.929,2
Summe im sonstigen Ergebnis erfasste Aufwendungen und Erträge	-307.648,7	17.665,3
3. Gesamtergebnis	-270.083,5	152.840,6
4. davon Gesamtergebnis der nicht beherrschenden Anteile	1.746,9	1.676,9
5. davon Gesamtergebnis der Muttergesellschaft	-271.830,4	151.163,7

KONZERNBILANZ ZUM 31. MÄRZ 2023

AKTIVA	31. März 2023 TEUR	30. September 2022 TEUR
A. Langfristiges Vermögen		
I. Immaterielle Vermögens- und Firmenwerte	234.978,3	235.897,9
II. Sachanlagen	1.968.272,9	1.990.004,0
III. Beteiligungen (davon Unternehmen at equity: TEUR 287.478,5 (Vorjahr: TEUR 287.087,3))	362.483,6	327.531,7
IV. Sonstige Finanzanlagen	65.401,6	126.827,3
	2.631.136,4	2.680.260,9
V. Derivative Finanzinstrumente	164.778,0	729.518,2
VI. Übriges langfristiges Vermögen	8.209,8	8.156,8
VII. Aktive latente Steuern	7.604,4	4.651,3
	2.811.728,6	3.422.587,2
B. Kurzfristiges Vermögen		
I. Vorräte	97.587,3	137.193,6
II. Derivative Finanzinstrumente	271.040,1	1.239.345,1
III. Forderungen und sonstige Vermögenswerte	915.273,3	910.620,5
IV. Festgeldanlagen und kurzfristige Veranlagungen	211.012,2	273.472,6
V. Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	173.766,4	929.449,9
	1.668.679,3	3.490.081,7
	4.480.407,9	6.912.668,9

PASSIVA	31. März 2023	30. September 2022
	TEUR	TEUR
A. Eigenkapital		
I. Grundkapital	88.651,8	88.652,6
II. Kapitalrücklagen	216.616,9	216.616,1
III. Gewinnrücklagen	1.175.100,3	1.192.647,8
IV. Sonstige Rücklagen	-26.240,6	280.435,6
V. Nicht beherrschende Anteile	16.340,0	16.146,9
	1.470.468,4	1.794.499,0
B. Langfristige Schulden		
I. Finanzverbindlichkeiten	604.236,4	611.136,2
II. Langfristige Rückstellungen	213.265,9	227.730,0
III. Passive latente Steuern	34.479,3	128.368,6
IV. Baukostenzuschüsse	334.756,5	328.462,5
V. Derivative Finanzinstrumente	325.933,5	1.130.824,9
VI. Übrige langfristige Schulden	45.906,6	47.621,6
	1.558.578,2	2.474.143,8
C. Kurzfristige Schulden		
I. Finanzverbindlichkeiten	40.088,6	49.342,0
II. Kurzfristige Rückstellungen	77.963,4	79.033,5
III. Steuerrückstellungen	49,3	176,6
IV. Lieferantenverbindlichkeiten	387.269,1	279.156,4
V. Derivative Finanzinstrumente	690.834,2	1.815.628,6
VI. Übrige kurzfristige Schulden	255.156,7	420.689,0
	1.451.361,3	2.644.026,1
	4.480.407,9	6.912.668,9

ENTWICKLUNG DES KONZERNEIGENKAPITALS (VERKÜRZT)

	Eigenkapital der Gesellschafter des Mutterunternehmens TEUR	Nicht beherrschende Anteile TEUR	Gesamt TEUR
Stand 30.09.2021	1.519.870,3	15.887,4	1.535.757,7
Sonstiges Ergebnis	17.168,0	497,3	17.665,3
Konzernergebnis	133.995,7	1.179,6	135.175,3
Gesamtergebnis	151.163,7	1.676,9	152.840,6
Dividendenausschüttung	-66.489,4	-748,0	-67.237,4
Änderung Konsolidierungskreis	-85,7	-75,1	-160,8
Eigene Anteile	-16,3	-	-16,3
Transaktionen mit Anteilseignern	-66.591,4	-823,1	-67.414,5
Stand 31.03.2022	1.604.442,6	16.741,2	1.621.183,8
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
Änderung Konsolidierungskreis	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

KONZERN-KAPITALFLUSSRECHNUNG (VERKÜRZT)

	01.10.2022-31.03.2023 TEUR	01.10.2021-31.03.2022 TEUR
Ergebnis vor Ertragsteuern	48.585,8	156.249,3
Ergebnis nach Ertragsteuerzahlungen	34.004,2	140.960,2
Abschreibung/Zuschreibung auf das Anlagevermögen	95.830,6	82.108,0
Veränderung von langfristigen Rückstellungen	-14.937,3	-11.626,7
Veränderung des übrigen langfristigen Vermögens	-53,0	24.851,1
Thesaurierte Ergebnisse der Equity-Unternehmen	-373,3	-11.651,6
Gewinne aus dem Abgang von Vermögenswerten	-1.029,0	-37.944,0
Sonstige Posten	5.556,8	6.783,7
	118.999,0	193.480,7
Veränderung der kurzfristigen Vermögenswerte	-104.511,5	-325.747,0
Zahlungen aus Sicherungsgeschäften	-877.210,8	667.108,7
Nicht zahlungswirksame Posten aus Derivaten	-210.129,7	-217.613,5
Sicherheitsleistungen für Börsengeschäfte	289.342,7	-288.701,2
Veränderungen der kurzfristigen Verbindlichkeiten	141.306,0	173.378,7
Veränderung der kurzfristigen Rückstellungen	2.196,4	32.570,0
CASH FLOW AUS DEM OPERATIVEN BEREICH	-640.007,9	234.476,4
Auszahlungen für Zugänge zum Sachanlagevermögen und immateriellen Vermögen	-107.721,6	-99.368,7
Einzahlungen aus Abgängen von Finanzanlagen	90.044,2	61.061,6
Sonstige Posten	-25.350,8	-8.911,1
CASH FLOW AUS DEM INVESTITIONSBEREICH	-43.028,2	-47.218,2
Dividendenausschüttung	-53.647,1	-67.237,4
Tilgung Sale-and-Lease-back-Transaktion Segment Entsorgung	-35.729,6	-
Sonstige Posten	16.712,3	2.241,7
CASH FLOW AUS DEM FINANZIERUNGSBEREICH	-72.664,4	-64.995,7
CASH FLOW GESAMT	-755.700,5	122.262,5
Finanzmittelfonds am Anfang der Periode	929.449,9	219.197,3
Cash Flow	-755.700,5	122.262,5
Wechselkurseffekte auf den Finanzmittelfonds	17,0	165,5
Finanzmittelfonds am Ende der Periode	173.766,4	341.625,3

ANHANG ZUM KONZERNHALBJAHRESABSCHLUSS 2022/2023 DER ENERGIE AG OBERÖSTERREICH

1. Allgemeine Angaben

Der verkürzte Halbjahresabschluss der Energie AG Oberösterreich zum 31.3.2023 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 30.9.2022 dar. Der Halbjahresabschluss wurde weder einer vollständigen Prüfung noch einer prüferischen Durchsicht durch einen Wirtschaftsprüfer unterzogen.

Die Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden vom 30.9.2022 wurden – abgesehen von den angeführten Änderungen – unverändert angewendet.

2. Änderung von Rechnungslegungsmethoden

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

Neu anzuwendende, von der EU übernommene geänderte Standards mit Inkrafttreten am 1.1.2022 oder später:

- IFRS 3 (Amendments: Reference to the Conceptual Framework)
- IAS 37 (Amendments: Onerous Contracts – Costs of Fulfilling a Contract)
- IAS 16 (Amendments: Property, Plant & Equipment: Proceeds before Intended Use)
- Annual Improvements to IFRS Standards 2018-2020 Cycle (Amendments to IFRS 1, IFRS 9, IFRS 16 and IAS 41)

Die geänderten Standards haben keine wesentliche Auswirkung auf den Konzernabschluss.

2.2 Nicht vorzeitig angewendete Standards und Interpretationen

Im Halbjahresabschluss 2022/2023 wurden folgende, von der EU übernommene Änderungen nicht vorzeitig angewendet:

Inkrafttreten in der EU mit 1.1.2023:

- 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)

Folgende Standards und Interpretationen, Änderungen und Verbesserungen von Standards treten mit 1.1.2023 oder später in Kraft, wobei eine Übernahme durch die Europäische Union derzeit noch nicht erfolgt ist:

- IAS 12 (Amendments: International Tax Reform - Pillar Two Model Rules)

- 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: Supplier Finance Arrangements)

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

In der Bilanz zum 30.9.2022 wurden unter den langfristigen Schulden unter Punkt „V. Erhaltene Anzahlungen“ TEUR 1.849,0 ausgewiesen. Wegen Geringfügigkeit werden langfristige erhaltene Anzahlungen nun nicht mehr gesondert, sondern unter „VI. Übrige langfristige Schulden“ ausgewiesen. Die Vergleichsperiode wurde entsprechend angepasst.

3. Konsolidierungskreis

Im Segment Tschechien wurde die VAK Zapy s.r.o. (KV) mit der Vodovody a kanalizace Beroun a.s. (KV) verschmolzen. Die Auswirkungen auf den Konzernabschluss sind von untergeordneter Bedeutung.

4. Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

4.1 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 1.528 GWh (Vorjahr: 1.741 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 100 bis EUR 253 /MWh (Vorjahr: EUR 93 bis EUR 196 /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 5,5 % in den Jahren 2023 und 2024, danach 5,6 % (Vorjahr: 5,8 %). Der Planungszeitraum endet im Geschäftsjahr 2037/38. Insbesondere aufgrund der gesunkenen Markterwartungen wurde eine Wertminderung in Höhe von EUR 13,0 Mio.

(Vorjahr: Werterhöhung in Höhe von EUR 4,1 Mio.) vorgenommen. Der durch Anwendung der DCF-Methode ermittelte erzielbare Betrag entspricht dem Nutzungswert in Höhe von EUR 32,2 Mio. (Vorjahr: EUR 47,2 Mio.). Schwankungen der Cashflows um 20 % haben eine Veränderung des erzielbaren Betrages um EUR 6,4 Mio. zur Folge. Eine Erhöhung des Zinssatzes um 0,5 % führt zu einer Verringerung des erzielbaren Betrages um EUR 0,5 Mio..

5. Umsatzerlöse

	01.10.2022-31.03.2023 TEUR	01.10.2021-31.03.2022 TEUR
Segment Energie		
Erlöse aus dem Verkauf von elektrischer Energie	1.159.538,8	1.100.674,7
Erlöse aus dem Verkauf von Erdgas	785.097,5	463.889,0
Erlöse aus dem Verkauf von Fernwärme	52.334,3	52.791,8
Bewertung und Realisierung von Energiederivaten ohne Hedge	1.764,5	43.503,9
Sonstige	37.808,7	45.892,7
	2.036.543,8	1.706.752,1
Segment Netz		
Erlöse aus dem Strom- und Gasnetz	212.486,3	192.428,7
Erlöse aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen	14.368,6	13.632,0
Sonstige	3.301,7	2.887,7
	230.156,6	208.948,4
Segment Entsorgung		
Erlöse aus der Sammlung von Abfällen	56.247,1	54.363,1
Erlöse aus der Verwertung von Abfällen	41.172,9	40.350,7
Erlöse aus der Aufbereitung von Abfällen	25.532,9	32.185,8
Sonstige	5.181,8	5.188,0
	128.134,7	132.087,6
Segment Tschechien		
Erlöse aus der Lieferung von Wasser	45.183,0	39.664,2
Erlöse aus der Übernahme von Abwasser	40.281,1	34.114,1
Erlöse aus dem Verkauf von Fernwärme	20.328,1	12.922,7
Sonstige	14.459,1	12.296,7
	120.251,3	98.997,7
Segment Holding & Services	22.280,7	11.544,5
Umsatzerlöse	2.537.367,1	2.158.330,3
Bezugskosten für Stromeigenhandel	-75.238,4	-93.773,8
Nettoumsatzerlöse	2.462.128,7	2.064.556,5

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.

	Energie	Netz	Entsorgung	Tschechien	Holding & Services	Überleitung	Konzern
2022/2023	Mio. EUR	Mio. EUR	Mio. EUR	Mio. EUR	Mio. EUR	Mio. EUR	Mio. EUR
Außenumsatz	2.036,5	230,2	128,1	120,3	22,3	–	2.537,4
Innenumsätze	4,3	8,1	11,1	–	90,0	-113,5	–
Gesamtumsatz	2.040,8	238,3	139,2	120,3	112,3	-113,5	2.537,4
Operatives Ergebnis	17,2	26,6	21,2	4,8	-14,0	–	55,8

	Energie	Netz	Entsorgung	Tschechien	Holding & Services	Überleitung	Konzern
2021/2022	Mio. EUR	Mio. EUR	Mio. EUR	Mio. EUR	Mio. EUR	Mio. EUR	Mio. EUR
Außenumsatz	1.706,8	208,9	132,1	99,0	11,5	–	2.158,3
Innenumsätze	2,8	6,9	7,6	–	85,7	-103,0	–
Gesamtumsatz	1.709,6	215,8	139,7	99,0	97,2	-103,0	2.158,3
Operatives Ergebnis	46,9	41,9	26,9	6,4	47,5	–	169,6

Das operative Ergebnis in der Spaltensumme 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 31.03.2023 TEUR	Buchwert 30.09.2022 TEUR
Beteiligungen		75.005,1	40.444,4
Anteile an verbundenen Unternehmen	FVOCI	1.629,8	1.580,2
Sonstige Beteiligungen	FVOCI	73.375,3	38.864,2
Sonstige Finanzanlagen		65.401,6	126.827,3
Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	AC	16.507,6	84.315,6
Sonstige Ausleihungen	AC	8.714,2	7.620,2
Wertpapiere FVOCI	FVOCI	12.675,5	8.116,7
Wertpapiere FVPL	FVPL	27.504,3	26.774,8
Derivative Finanzinstrumente (lang- und kurzfristig)		435.818,1	1.968.863,3
Derivate mit Hedge-Beziehung (Cash Flow Hedge)	n/a	221.010,0	512.188,6
Derivate mit Hedge-Beziehung (Fair Value Hedge)	n/a	866,7	14.608,7
Derivate ohne Hedge-Beziehung	FVPL	213.941,4	1.442.066,0
Forderungen und sonstige Vermögenswerte (lang- und kurzfristig) lt. Bilanz		923.483,1	918.777,3
davon nicht-finanzielle Vermögenswerte		79.568,1	107.107,6
davon finanzielle Vermögenswerte		843.915,0	811.669,7
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	AC	541.761,2	351.991,7
Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	AC	25.463,5	18.248,8
Forderungen gegenüber gemeinsamen Vereinbarungen und assoziierten Unternehmen	AC	96.751,9	37.325,3
Übrige finanzielle Vermögenswerte	AC	179.938,4	404.103,9
Festgeldanlagen und kurzfristige Veranlagungen		211.012,2	273.472,6
Festgeldanlagen	AC	49.949,9	113.868,6
kurzfristige Veranlagungen	FVPL	161.062,3	159.604,0
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	AC	173.766,4	929.449,9
Summe finanzielle Vermögenswerte		1.804.918,4	4.150.727,2

	Kategorie nach IFRS 9	Buchwert 31.03.2023 TEUR	Buchwert 30.09.2022 TEUR
Finanzverbindlichkeiten (lang- und kurzfristig)		644.325,0	660.478,2
Anleihen	FLAC	300.812,9	300.896,3
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	FLAC	20.853,8	8.362,7
Leasingverbindlichkeiten	IFRS 16	78.761,7	115.897,0
Übrige Finanzverbindlichkeiten	FLAC	243.896,6	235.322,2
Lieferantenverbindlichkeiten (kurzfristig)	FLAC	387.269,1	279.156,4
Derivative Finanzinstrumente (lang- und kurzfristig)		1.016.767,7	2.946.453,5
Derivate mit Hedge-Beziehung (Cash Flow Hedge)	n/a	300.873,9	422.366,9
Derivate mit Hedge-Beziehung (Fair Value Hedge)	n/a	36.104,4	92.445,1
Derivate ohne Hedge-Beziehung	FVPL	601.995,5	1.879.975,5
Erhaltene Marginzahlungen	n/a	77.793,9	551.666,0
Übrige Schulden (lang- und kurzfristig) lt. Bilanz		301.063,3	468.310,6
davon nicht-finanzielle Schulden		236.427,6	218.367,3
davon finanzielle Schulden		64.635,7	249.943,3
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	FLAC	4.976,2	560,7
Verbindlichkeiten gegenüber gemeinsamen Vereinbarungen und assoziierten Unternehmen	FLAC	4.072,8	5.357,5
Sonstige finanzielle Verbindlichkeiten (lang- und kurzfristig)	FLAC	55.586,7	244.025,1
Summe finanzieller Schulden		2.112.997,5	4.136.031,4
Buchwerte nach Bewertungskategorien gemäß IFRS 9			
Financial Assets at Amortized Costs (AC)		1.092.853,1	1.946.924,0
Financial Assets at Fair Value through Other Comprehensive Income (FVOCI)		87.680,6	48.561,1
Financial Assets at Fair Value through Profit or Loss (FVPL)		402.508,0	1.628.444,8
Financial Liabilities at Amortized Cost (FLAC)		1.017.468,1	1.073.680,9
Financial Liabilities at Fair Value through Profit or Loss (FVPL)		601.995,5	1.879.975,5

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

	AKTIVA		PASSIVA	
	Buchwert 31.03.2023 TEUR	Buchwert 30.09.2022 TEUR	Buchwert 31.03.2023 TEUR	Buchwert 30.09.2022 TEUR
Cash Flow Hedges	59.469,0	168.833,3	14.718,3	78.626,5
Stromforwards	39.474,5	146.481,0	12.361,2	76.105,6
Sonstige	19.994,5	22.352,3	2.357,1	2.520,9
Fair Value Hedges	–	1.739,4	26.196,1	72.812,2
Derivate ohne Hedge	105.309,0	558.945,5	259.678,9	774.738,3
Stromforwards	76.312,1	451.351,0	259.487,9	761.085,4
Gasforwards	28.996,9	107.594,5	191,0	13.652,9
Erhaltene Marginzahlungen	–	–	25.340,2	204.647,9
LANGFRISTIGE DERIVATIVE FINANZINSTRUMENTE	164.778,0	729.518,2	325.933,5	1.130.824,9
Cash Flow Hedges	161.541,0	343.355,3	286.155,6	343.740,4
Stromforwards	160.645,2	319.299,5	285.700,9	343.234,1
Sonstige	895,8	24.055,8	454,7	506,3
Fair Value Hedges	866,7	12.869,3	9.908,3	19.632,9
Derivate ohne Hedge	108.632,4	883.120,5	342.316,6	1.105.237,2
Stromforwards	90.630,1	773.602,1	341.918,3	1.099.781,6
Gasforwards	17.237,1	105.080,4	398,3	2.363,5
Sonstige	765,2	4.438,0	–	3.092,1
Erhaltene Marginzahlungen	–	–	52.453,7	347.018,1
KURZFRISTIGE DERIVATIVE FINANZINSTRUMENTE	271.040,1	1.239.345,1	690.834,2	1.815.628,6
Cash Flow Hedges	221.010,0	512.188,6	300.873,9	422.366,9
Stromforwards	200.119,7	465.780,5	298.062,1	419.339,7
Sonstige	20.890,3	46.408,1	2.811,8	3.027,2
Fair Value Hedges	866,7	14.608,7	36.104,4	92.445,1
Derivate ohne Hedge	213.941,4	1.442.066,0	601.995,5	1.879.975,5
Stromforwards	166.942,2	1.224.953,1	601.406,2	1.860.867,0
Gasforwards	46.234,0	212.674,9	589,3	16.016,4
Sonstige	765,2	4.438,0	–	3.092,1
Erhaltene Marginzahlungen	–	–	77.793,9	551.666,0
DERIVATIVE FINANZINSTRUMENTE (LANG- UND KURZFRISTIG)	435.818,1	1.968.863,3	1.016.767,7	2.946.453,5

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.

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:

	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
31.03.2023					
Aktiva					
Anteile an verbundenen Unternehmen (FVOCI)	1.629,8	–	–	1.629,8	1.629,8
Sonstige Beteiligungen (FVOCI)	73.375,3	1.748,4	–	71.626,9	73.375,3
Wertpapiere (FVOCI)	12.675,5	12.675,5	–	–	12.675,5
Wertpapiere (FVPL)	27.504,3	27.504,3	–	–	27.504,3
Derivate mit Hedge-Beziehung (Cash Flow Hedge)	221.010,0	–	221.010,0	–	221.010,0
Derivate mit Hedge-Beziehung (Fair Value Hedge)	866,7	–	866,7	–	866,7
Derivate ohne Hedge-Beziehung (FVPL)	213.941,4	–	213.941,4	–	213.941,4
Kurzfristige Veranlagungen (FVPL)	161.062,3	161.062,3	–	–	161.062,3
Summe	712.065,3	202.990,5	435.818,1	73.256,7	712.065,3
Passiva					
Derivate mit Hedge-Beziehung	300.873,9	–	300.873,9	–	300.873,9

	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
31.03.2023					
(Cash Flow Hedge)					
Derivate mit Hedge-Beziehung (Fair Value Hedge)	36.104,4	–	36.104,4	–	36.104,4
Derivate ohne Hedge-Beziehung (FVPL)	601.995,5	–	601.995,5	–	601.995,5
Summe	938.973,8	–	938.973,8	–	938.973,8

	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
30.09.2022					
Aktiva					
Anteile an verbundenen Unternehmen (FVOCI)	1.580,2	–	–	1.580,2	1.580,2
Sonstige Beteiligungen (FVOCI)	38.864,2	1.920,0	–	36.944,2	38.864,2
Wertpapiere (FVOCI)	8.116,7	8.116,7	–	–	8.116,7
Wertpapiere (FVPL)	26.774,8	26.774,8	–	–	26.774,8
Derivate mit Hedge-Beziehung (Cash Flow Hedge)	512.188,6	–	512.188,6	–	512.188,6
Derivate mit Hedge-Beziehung (Fair Value Hedge)	14.608,7	–	14.608,7	–	14.608,7
Derivate ohne Hedge-Beziehung (FVPL)	1.442.066,0	–	1.442.066,0	–	1.442.066,0
Kurzfristige Veranlagungen (FVPL)	159.604,0	159.604,0	–	–	159.604,0
Summe	2.203.803,2	196.415,5	1.968.863,3	38.524,4	2.203.803,2
Passiva					
Derivate mit Hedge-Beziehung (Cash Flow Hedge)	422.366,9	–	422.366,9	–	422.366,9
Derivate mit Hedge-Beziehung (Fair Value Hedge)	92.445,1	–	92.445,1	–	92.445,1
Derivate ohne Hedge-Beziehung (FVPL)	1.879.975,5	–	1.879.975,5	–	1.879.975,5
Summe	2.394.787,5	–	2.394.787,5	–	2.394.787,5

Die Finanzinstrumente der Stufe 3 haben sich wie folgt entwickelt:

	2022/2023 TEUR	2021/2022 TEUR
Buchwert 1.10.	38.524,4	28.897,5
Gewinne (Verluste) – ergebnisneutral	34.731,4	10.495,1
Zugänge	–	20,0
Abgänge	-64,6	-906,9
Umgliederungen	–	-35,0
Währungsumrechnung	65,5	53,7
Buchwert	73.256,7	38.524,4

Die erfolgsneutral erfassten Gewinne (Verluste) beinhalten die Zuschreibung der Beteiligung an der Verbund Hydro Power GmbH in Höhe von TEUR 36.056,4 (Vorjahr: 8.765,6). Der beizulegende Zeitwert der Beteiligung (0,42 %) in Höhe von TEUR 66.519,1 (30.9.2022: TEUR 30.462,7) wurde auf Basis der erwarteten künftigen Ausschüttungen und einem Abzinsungssatz in Höhe von 8,41 % (30.9.2022: 8,3 %) ermittelt. Der Anstieg des beizulegenden Zeitwertes resultiert vor allem aus höheren erwarteten Ausschüttungen.

Die in Summe erfolgsneutralen Gewinne in Höhe von TEUR 34.731,4 (Vorjahr: TEUR 10.495,1) 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 13.338,9 (TEUR -13.338,9) (Vorjahr: TEUR 6.878,5 (TEUR -6.878,5)) ergeben. Eine Erhöhung (Verminderung) des Abzinsungssatzes um 50 Basispunkte hätte eine Verminderung (Erhöhung) des Sonstigen Ergebnisses in Höhe von TEUR -1.491,2 (TEUR 1.564,3) (Vorjahr: TEUR -1.413,0 (TEUR 1.586,1)) 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 Energieterminingeschäfte	1	Marktwertorientiert	An der Börse festgestellter Abrechnungspreis
Nicht börsennotierte Energieterminingeschäfte	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 31.03.2023 TEUR	Fair Value 31.03.2023 TEUR	Buchwert 30.09.2022 TEUR	Fair Value 30.09.2022 TEUR	Stufe
Aktiva						
Sonstige Finanzanlagen		25.221,8	25.268,6	91.935,8	90.641,9	
Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	AC	16.507,6	16.625,1	84.315,6	83.089,7	Stufe 3
Sonstige Ausleihungen	AC	8.714,2	8.643,5	7.620,2	7.552,2	Stufe 3
Forderungen und sonstige Vermögenswerte		96.751,9	95.800,7	–	–	
Forderungen ggü. gemeinsamen Vereinbarungen und assoziierten Unternehmen	AC	96.751,9	95.800,7	–	–	Stufe 3
Passiva						
Finanzverbindlichkeiten		544.709,5	470.877,1	536.218,5	469.228,2	
Anleihen	FLAC	300.812,9	304.485,0	300.896,3	309.045,0	Stufe 1
Übrige Finanzverbindlichkeiten	FLAC	243.896,6	166.392,1	235.322,2	160.183,2	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 Ausfallrisiko der Gegenparteien berücksichtigt.

8. Chancen- und Risikomanagement

8.1 Risikomanagement-Prozess

Der Risikomanagement-Prozess der Energie AG zielt darauf ab, Chancen und Risiken frühzeitig zu erkennen, zu bewerten und geeignete Maßnahmen abzuleiten, um die Risiken zu minimieren und die Chancen bestmöglich zu nutzen. Die Bewertungen der Risiken sind ein wichtiger Teil des Führungs- und Steuerungssystems und unterstützen das Management bei strategischen und operativen Entscheidungen.

Die Energie AG nutzt das etablierte COSO-II-Rahmenwerk als Basis für ihren konzernweiten Risikomanagement-Prozess. Verantwortliche Geschäftsbereiche identifizieren vierteljährlich Risiken, Chancen und Maßnahmen mittels eines strukturierten Prozesses und erfassen diese in einem zentralen Software-Tool. Die dezentralen Daten werden auf Konzernebene analysiert und aggregiert, um die Gesamtrisikoposition des Konzerns zu ermitteln.

Ein quartalsweises Reporting erfolgt an den Konzernvorstand, und falls erforderlich, wird dies auch ad hoc durchgeführt. Der Risikomanagement-Bericht ist integrierter Bestandteil der Aufsichtsratsberichterstattung und wird gemäß URÄG im Hinblick auf Wirksamkeit und Validität der Prozesse auch dem Prüfungsausschuss berichtet. Die ordnungsgemäße Dokumentation und Prüfbarkeit wird durch das zentrale Managementsystem sichergestellt.

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

GEOPOLITISCHE CHANCEN | RISIKEN

+|- Änderungen der geopolitischen Rahmenbedingungen

Maßnahmen:

- frühzeitiges und intensives Monitoring von geopolitischen Chancen | Risiken
- Diversifizierung von Lieferanten und Lieferwegen
- Intensivierung der direkten Zusammenarbeit mit Lieferanten
- Erhöhung der Lagerbestände
- Ausweitung von lokalen Beschaffungskanälen
- optimierte Vertragsgestaltung

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 Chancen | Risiken werden in der strategischen Entscheidungsfindung berücksichtigt.

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

¹⁾ Chancen | Risiken-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
- Hackerangriff

Maßnahmen:

- Konzernrichtlinien "Datenschutz-Managementssystem" und "Datenschutz-Compliance-Policy"
- Präsenzs Schulungen und E-Learnings

FINANZRISIKEN

+/- Werthaltigkeiten

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

Maßnahmen:

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

+/- 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

+/- Chancen | Risiken aus Beteiligungen

- Schwankungen der Beteiligungserträge
- Schwankungen bei Dividenden-| Gewinnausschüttungen
- Veränderung in der Werthaltigkeit von Beteiligungsansätzen

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
- Kreditlimitsysteme
- Absicherungsinstrumente
- gezielte Strategie der Diversifizierung der Geschäftspartner
- Kontrahenten-Taskforce

- Liquiditätsrisiko

Maßnahmen:

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

+/- 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

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	Aufwendungen TEUR	Forderungen TEUR	Verbindlichkeiten TEUR
Land Oberösterreich	2022/2023	842,5	79,1	156,7	1.531,8
	2021/2022	858,7	276,0	170,5	2.112,5
OÖ Landesholding und Tochterunternehmen	2022/2023	9.948,0	66,9	26.258,9	1,3
	2021/2022	8.417,9	38,9	999,4	2.226,2
Assoziierte Unternehmen	2022/2023	85.484,8	14.346,2	13.039,6	4,6
	2021/2022	68.639,1	10.692,6	16.336,8	2.417,6
Gemeinschaftsunternehmen	2022/2023	11.989,9	4.638,6	78.577,2	363,7
	2021/2022	8.530,2	2.007,5	77.700,2	332,4

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 1,03 (Vorjahr: 0,94).

Die Zugänge zu Sachanlagen betragen im ersten Halbjahr 2022/2023 EUR 68,6 Mio. (Vorjahr: EUR 60,9 Mio.) der Buchwertabgang beträgt EUR 2,2 Mio. (Vorjahr: EUR 1,4 Mio.). Die Verpflichtungen zum Kauf von Sachanlagevermögen betragen EUR 73,3 Mio. (Vorjahr: EUR 52,5 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 -877,2 Mio. (Vorjahr: Einzahlungen in Höhe von EUR 667,1 Mio.) sowie Einzahlungen aus nicht mehr erforderlichen, für Börsengeschäfte zu hinterlegende Sicherheiten in Höhe von EUR 289,3 Mio. (Vorjahr: Auszahlungen in Höhe von EUR -288,7 Mio.). Darüber hinaus wurden im Vorjahr aufgrund der damaligen Situation Sicherungsinstrumente, insbesondere im Zusammenhang mit thermischen Erzeugungsanlagen (Absicherung des Zukaufs von Gas und CO₂-Zertifikaten, Lieferung von Strom) rückabgewickelt. Aus der Rückabwicklung entstanden im Vorjahr Erträge in Höhe von EUR 36,5 Mio.. Darüber hinaus wurden im Vorjahr aufgrund der geänderten Rahmenbedingungen die Kriterien für die Bilanzierung von Sicherungsgeschäften im Zusammenhang mit bestimmten thermischen Erzeugungsanlagen (Absicherung des Zukaufs von Gas und CO₂-Zertifikaten, Lieferung von Strom) nicht mehr erfüllt. Aus diesem Sachverhalt resultierten im Vorjahr Erträge in Höhe von EUR 43,0 Mio. sowie Aufwendungen in Höhe von EUR -32,8 Mio..

Im ersten Halbjahr 2022/23 reduzierten sich die in der Bilanz gesondert ausgewiesenen Aktiv- und Passivposten aus derivativen Finanzinstrumenten deutlich. Die Verringerung ist auf im Vergleich zum 30.9.2022 niedrigeren Preisen für Strom und Gas sowie der Erfüllung von Kontrakten im ersten Halbjahr 2022/23 zurückzuführen.

Nach Ablauf einer seitens Energie AG Oberösterreich Vertrieb GmbH abgegebenen Preisgarantie für Stromkunden wurde im Jänner 2023 eine Preisanpassung aufgrund stark gestiegener Bezugskosten vorgenommen. Vor dem Hintergrund der unsicheren Rechtslage innerhalb der gesamten Branche durch die neuen Preisanpassungsregelungen für Strom haben sich die Energie AG und Interessensvertretungen verständigt, gegen Leistung einer Einmalzahlung auf die Einbringung von Klagen zu verzichten und so einen langjährigen Rechtsstreit zu vermeiden. Die von der per 2.1.2023 durchgeführten Preiserhöhung Strom betroffenen Kunden erhalten abhängig vom Verbrauch eine Einmalzahlung in Höhe von EUR 25,00, EUR 50,00 oder EUR 100,00. Für diesen Sachverhalt wurde per 31.3.2023 eine Rückstellung in Höhe von EUR 20,5 Mio. gebildet, die Rückstellung ist im zweiten Halbjahr 2022/23 zahlungswirksam.

Im ersten Halbjahr 2022/23 wurden Dividenden in Höhe von EUR 53,2 Mio. (Vorjahr EUR 66,5 Mio.) an die Aktionäre der Energie AG Oberösterreich ausgeschüttet.

Linz, am 30. Mai 2023

Der Vorstand der Energie AG Oberösterreich



Dr. Leonard Schitter
CEO



Dr. Andreas Kolar
CFO



Dipl.-Ing. Stefan Stallinger MBA
COO

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 30. Mai 2023

Der Vorstand der Energie AG Oberösterreich



Dr. Leonhard Schitter
Vorsitzender des Vorstands
CEO



Dr. Andreas Kolar
Mitglied des Vorstands
CFO



Dipl.-Ing. Stefan Stallinger MBA
Mitglied des Vorstands
COO

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, Mag. Margit Lang, Mag. Iveta Strnadova MBA, Mag. Gerald Seyr,
Mag. Klaus Oberparleiter

Konzeption und Umsetzung: nexxar GmbH, Wien

Gestaltung des Covers: upart Werbung & Kommunikation GmbH, Linz

Fotos: Energie AG Oberösterreich, Robert Maybach

Irrtümer und Druckfehler vorbehalten.

Linz, im Juni 2023



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