



Geschäftsbericht **2022**

**Energiekrise –
Energiechance**

TEAG 

Auf einen Blick

Kennzahlen des Thüringer-Energie-Konzerns

Auszug aus der Gewinn- und Verlustrechnung (in T€)	2022	2021	2020
Umsatzerlöse netto	2.293.213	1.858.659	1.927.173
davon Strom	1.703.342	1.477.422	1.581.653
davon Erdgas	448.128	248.209	233.205
davon Wärme und Dampf	62.030	49.366	45.428
davon Telekommunikation	44.217	40.284	36.403
EBITDA	232.144	220.467	225.102
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	94.843	102.037	102.038
Jahresüberschuss	68.183	68.494	74.623

Auszug aus der Bilanz (in T€)	2022	2021	2020
Investitionen	202.174	187.828	164.954
Anlagevermögen	1.473.506	1.364.137	1.265.994
Eigenkapital	454.723	449.324	443.615
Bilanzsumme	2.077.996	1.700.927	1.524.233

Energie und Wärme	2022	2021	2020
Eigenerzeugung Strom (in GWh)	441	670	544
Eigenerzeugung Wärme (in GWh)	962	1.106	1.012
Installierte Leistung elektrisch (in MW)	240	240	240

Netze, Energie und Telekommunikation	2022	2021	2020
Stromnetz Länge (in km)	33.438	33.326	33.301
Transportierte Arbeit Strom (in GWh)	10.011	10.329	10.103
EEG-Einspeisung (in GWh)	4.661	4.477	5.234
Gasnetz Länge (in km)	6.152	6.108	6.079
Transportierte Arbeit Gas (in GWh)	8.171	9.405	8.414
Glasfasernetz Faser-Kilometer (in km)	396.312	344.561	326.766
Wärmenetz Abnahmepunkte	542	350	340
Kommunale Straßenbeleuchtung (vertraglich betreute Leuchtpunkte)	9.822	7.293	6.984

Elektromobilität	2022	2021	2020
E-Autos in Thüringen (Kraftfahrt-Bundesamt, Stand zum Jahresende)	26.869	17.173	9.621
Öffentliche Ladepunkte der TEAG	296	240	188
Anzahl der Ladevorgänge	68.841	36.339	17.287
Lademenge (MWh)	1.906	768	230

Vertrieb und Telekommunikation	2022	2021	2020
Stromabsatz Kunden (in GWh)	8.029	7.752	7.452
EEG-Absatz (in GWh)	601	771	888
Erdgasabsatz Kunden (in GWh)	6.954	6.612	6.658
Kundenzahl Breitband / DSL	82.906	73.171	63.752

Mitarbeiter	2022	2021	2020
Mitarbeiter (ohne Vorstand / GF, Azubis, Praktikanten etc.)	1.906	1.888	1.854
Auszubildende (TEAG-eigene)	100	102	99

Geschäftsbericht 2022

der TEAG Thüringer Energie AG

Energiekrise – Energiechance

Kunden und Märkte

Thema Geschäftsbericht 2021

Daseinsvorsorge

Thema Geschäftsbericht 2020

Klimapolitik – Politikklima

Thema Geschäftsbericht 2019

HEISS & KALT

Thema Geschäftsbericht 2018

TEAG.MOBIL

Thema Geschäftsbericht 2017

TEAG.DIGITAL

Thema Geschäftsbericht 2016

0 bis 100 – TEAG für alle

Thema Geschäftsbericht 2015

Aus eigener Kraft

Thema Geschäftsbericht 2014

integriert – regional – eigenständig

Thema Geschäftsbericht 2013

Inhaltsverzeichnis

Vorwort des Vorstands	4
Bericht des Aufsichtsrats	6
Organe der Gesellschaft	10
Energiekrise – Energiechance	13
Chronologie 2022	53
Konzernlagebericht 2022	57
Konzernabschluss	113
Konzernbilanz zum 31. Dezember 2022	114
Konzerngewinn- und Verlustrechnung für die Zeit vom 1. Januar bis 31. Dezember 2022	115
Konzernanhang 2022	116
Kapitalflussrechnung	144
Eigenkapitalpiegel	146
Bestätigungsvermerk des Abschlussprüfers	148

Vorwort

Sehr geehrte Damen und Herren,

das Titel-Thema dieses Geschäftsberichtes sollte eigentlich ein anderes sein. Wir wollten gern an erster Stelle über „zehn Jahre kommunale TEAG“ berichten. Ganz außen vor bleibt dieses Thema zwar nicht, aber das Titelthema **„Energiekrise – Energiechancen“** zeigt, dass uns die Weltpolitik die Wahl des thematischen Schwerpunktes für diesen Geschäftsbericht diktiert hat. Energiekrise, der russische Angriffskrieg in der Ukraine, krisenhafte Verwerfungen auf den Energie- und Rohstoffmärkten sowie letzte Auswirkungen der Corona-Pandemie – das Geschäftsjahr 2022 war zweifellos das schwierigste und herausforderndste seit Bestehen der kommunalen TEAG. Der wichtigste Punkt war dabei, dass die TEAG die Energielieferungen für Haushalte und Industrie in Thüringen im Jahr 2022 jederzeit sicherstellen konnte. Vor dem Hintergrund des Krisengeschehens ist das keine Selbstverständlichkeit. Es gab Zeitpunkte im Jahresverlauf, als mit einer Gasmangel-lage mit Ausfall der Gasversorgung gerechnet werden musste – mit weiteren Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit im Bereich Strom. Die völlige Einstellung der russischen Erdgaslieferungen nach Deutschland konnte mit großen Anstrengungen von Politik und Energiewirtschaft bundesweit kompensiert werden. Unsere Netztochter TEN hatte sich technisch ebenfalls auf alle möglichen Szenarien von Energiemangellagen vorbereitet und umfangreiche Vorsorgeaktivitäten getroffen.

Dem TEAG-Vertrieb gelang es, die enormen Preissprünge der Energiemärkte weitestgehend abzufedern, trotzdem ist auch für die TEAG-Kunden das Preisniveau für Strom und Gas zur Jahreswende 2022/23 spürbar gestiegen. Letztendlich konnte die TEAG aber erfolgreich durch die Krisenstürme des Jahres 2022 navigieren, aus denen wir insgesamt gestärkt und besser positioniert hervorgehen.

Die Strategien zur Umsetzung der Energiewende sind nochmals forciert worden. Die TEAG plant hohe Investitionen in die Energienetze, die Erstellung einer

Wasserstoffstrategie ist bereits weit vorangeschritten, die erneuerbare Erzeugung wird massiv ausgebaut bei gleichzeitigem Umbau der konventionellen Erzeugung. Im Vertrieb sind wir mit diversifizierten Beschaffungskonzepten flexibler als vor dem Kriseneintritt.

Ein wesentlicher Aspekt aber, warum die TEAG sich in der vielfältigen Krisenlage robust und stabil gezeigt hat, ist die kontinuierliche Unternehmensentwicklung der vergangenen zehn Jahre. Die Dekade seit 2013 hat die TEAG mit Unterstützung der kommunalen Anteilseigner genutzt, um sich als zukunftssicherer Energiedienstleister mit Wachstumspotential zu positionieren. Die Entscheidung der Thüringer Kommunen, mit rund einer Milliarde Euro die TEAG auf den Weg zu bringen, hat sich als richtig erwiesen. Allein an kommunaler Wertschöpfung – also Dividenden, Konzessionsabgaben, Gewerbesteuern – sind über eine Milliarde Euro in die Region zurückgeflossen. Die Investitionen der TEAG in dieser Zeit in Netze und Energieanlagen liegen auf gleich hohem Niveau. Auch die TEAG-Tochterunternehmen tragen zur strategischen und wirtschaftlichen Gesamtstärke der TEAG bei.

Im Hinblick auf die im krisenhaften Jahr 2022 besonders umfangreich geleistete Arbeit sowie die Erfolge beim Aufbau der kommunalen TEAG in den vergangenen zehn Jahren, bedanken wir uns als Vorstand an dieser Stelle mit besonderer Herzlichkeit bei allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der TEAG-Gruppe. Dank ihrer Leistungen ist die TEAG besser denn je gewappnet für die neuen Herausforderungen, die sich für uns mit der forcierten Energiewende, den Auswirkungen des Klimawandels und auch den welt-politischen Veränderungen ergeben.

Der Vorstand



Stefan Reindl



Dr. Andreas Roß



Bericht des Aufsichtsrats 2022



Der TEAG-Aufsichtsrat zu seiner Sitzung im November 2022

*(vorn, v. li.: Anja Heilmann, Franka Hitzing, Michael Brychcy, Stefanie Preikschat, Katja Wolf, Olaf Czernomoriez, Sylvia Hartung, Ariane Vollrath
hinten, v. li.: Jonas Lamprecht, Inka Jonke, Michael G. Feist, Ralf Rusch, Sven Gregor, Frank Schmidt, Thomas Ziermann, Nico Dame)
Aus dienstlichen Gründen waren verhindert: Dr. Johannes Bruns, Dr. Andreas Cerbe*

Der Aufsichtsrat hat im Berichtszeitraum die ihm nach Gesetz und Satzung obliegenden Aufgaben und Pflichten sorgfältig und vollumfänglich wahrgenommen. Er hat den Vorstand bei der Leitung des Unternehmens beratend begleitet und seine Geschäftstätigkeit kontinuierlich überwacht.

Hierzu wurde der Aufsichtsrat durch den Vorstand regelmäßig und umfassend über die Lage und den Geschäftsverlauf des Unternehmens informiert. Die sowohl schriftlichen als auch mündlichen Berichte beinhalteten Darstellungen zur Geschäfts- und Ertragsentwicklung, zum Investitionsgeschehen sowie zur Finanz- und Risikolage. Wesentliche Abweichungen des tatsächlichen Geschäftsverlaufs gegenüber der Planung wurden dem Aufsichtsrat detailliert dargelegt und begründet.

In Entscheidungen von grundlegender Bedeutung war der Aufsichtsrat unmittelbar eingebunden. Soweit Entscheidungen des Vorstands der Zustimmung des Aufsichtsrats bedurften, wurden die Beschlüsse nach ausführlicher Beratung in den Sitzungen des Aufsichtsrats oder im Einzelfall im schriftlichen Umlaufverfahren gefasst. Außerhalb der Sitzungen standen der jeweilige Vorsitzende des Aufsichtsrats und die Mitglieder des Aufsichtsratspräsidiums in engem Kontakt mit dem Vorstand und tauschten sich mit ihm über aktuelle Vorgänge und Themen aus. Darüber hinaus informierte der Vorstandsvorsitzende den Vorsitzenden des Aufsichtsrats auch zwischen den Sitzungen in regelmäßigen Abständen über wichtige Ereignisse und anstehende Entscheidungen.

Im Geschäftsjahr 2022 fanden drei ordentliche Sitzungen und vier außerordentliche Sitzungen des Aufsichtsrats statt. Darüber hinaus wurden zwei Beschlüsse im Wege des schriftlichen Umlaufverfahrens gefasst.

Das Aufsichtsratspräsidium kam im Berichtszeitraum, insbesondere zur Vorbereitung der Plenumsitzungen und zu Angelegenheiten des Vorstands, in drei ordentlichen sowie drei außerordentlichen Sitzungen zusammen.

Der Bilanz- und Finanzausschuss hielt im Geschäftsjahr 2022 zwei ordentliche und drei außerordentliche Sitzungen ab. Die außerordentliche Sitzung am 28. Januar 2022 diente zur Beratung über den möglichen Erwerb eines im Energievertrieb tätigen Unternehmens sowie zur Erörterung der aktuellen Marktsituation.

Gegenstand der ordentlichen Sitzung am 23. März 2022 war insbesondere die gemeinsame Erörterung des Jahresabschlusses 2021 mit dem Vorstand und dem Abschlussprüfer sowie die aktuelle Marktsituation.

Die außerordentlichen Sitzungen am 24. Juni 2022 und am 8. September 2022 dienten der Vorberatung zur Umstrukturierung der betrieblichen Altersvorsorge sowie zur Vorberatung der mittelfristigen Investitions- und Finanzierungsstrategie.

In der ordentlichen Sitzung am 14. November 2022 stand die Beratung des Wirtschaftsplans für das Geschäftsjahr 2023 und die Mittelfristplanung für den Zeitraum 2024 bis 2025 im Mittelpunkt.

Die jeweiligen Vorsitzenden des Aufsichtsratspräsidiums und des Bilanz- und Finanzausschusses berichteten jeweils im Aufsichtsratsplenium über die Arbeit und die Ergebnisse der Ausschüsse.

Wesentliche Beratungs- und Beschlussgegenstände des Aufsichtsrats

Im Mittelpunkt der Beratungen im Aufsichtsrat standen vor allem folgende Themen:

- Maßnahmen, Auswirkungen und Effekte aufgrund der Ukraine-Krise, der Energie-Krise und der Coronavirus-Pandemie, hier vor allem die Risikosituation inkl. Handlungsbedarfe mit Blick auf den operativen Geschäftsbetrieb sowie die Ergebnis- und Liquiditätssituation,
- Umgang mit einer möglichen Gas- bzw. Strommangellage sowie Stand der Vorbereitungen hierzu,
- Entwicklungen der Strom- und Gaspreise an den Absatz- und Beschaffungsmärkten sowie Anpassungen der Beschaffungsstrategie,
- Entwicklung der Lieferbeziehungen insbesondere mit Stadtwerken und Weiterverteilern sowie der Umgang mit geschützten und nicht-geschützten Kunden im Rahmen einer möglichen Gasmangellage,
- Veränderungen politischer und energierechtlicher Rahmenbedingungen, hier insbesondere die im Rahmen der Energie-Krise beschlossenen Sicherungs-, Entlastungs- und Preisbremsengesetze sowie deren Umsetzung,
- Investitions- und Baumaßnahmen im Strom-, Gas-, Glasfaser-, Funk-, Wasser- und Ladenetz, hier insbesondere die mittelfristig notwendigen deutlichen Steigerungen der Investitionen mit Blick auf die beschleunigte Umsetzung der Energiewende und die Unabhängigkeit von russischen Energielieferungen,
- aktuelle Regulierungsthemen, hier insbesondere Festlegungen und Entscheidungen der Bundesnetzagentur für die 4. Regulierungsperiode,
- Entwicklungen im Bereich des Messwesens,

- Stand der Investitionen im HKW Jena um mehrere Gasmotoren und einen Wärmespeicher,
- aktuelle M&A-Projekte und Entwicklung der Beteiligungsgesellschaften,
- Entwicklungen im Bereich der Elektromobilität,
- IT- und Digitalisierungsstrategie,
- aktuelle Personalentwicklungen.

In der Aufsichtsratsitzung am 7. April 2022 widmete sich der Aufsichtsrat im Beisein des Abschlussprüfers eingehend der Prüfung des Jahresabschlusses und des Konzernabschlusses für das Geschäftsjahr 2021.

Im Ergebnis dessen folgte der Aufsichtsrat der Empfehlung des Bilanz- und Finanzausschusses und billigte den Jahres- und den Konzernabschluss. Darüber hinaus verabschiedete der Aufsichtsrat die Tagesordnung und die Beschlussvorschläge für die ordentliche Hauptversammlung am 30. Juni 2022 und er stimmte dem Bericht des Aufsichtsrats an die Aktionäre über das Geschäftsjahr 2021 zu. Zudem beschloss der Aufsichtsrat über die Zielerreichung des Vorstands, über die Vertragsverlängerung von Herrn Reindl und Herrn Dr. Roß sowie über die Ernennung von Herrn Dr. Roß zum Arbeitsdirektor.

Im schriftlichen Umlaufverfahren vom 18. Mai 2022 verabschiedete der Aufsichtsrat die um eine Ergänzungswahl erweiterte Tagesordnung und die Beschlussvorschläge für die ordentliche Hauptversammlung am 30. Juni 2022.

Die außerordentlichen Sitzungen am 9. Juni 2022 und am 30. Juni 2022 dienten zur Beratung und zur Beschlussfassung über die Eckpunkte der mittelfristigen Investitions- und Finanzierungsstrategie, der Umstrukturierung der betrieblichen Altersversorgung sowie zur Zielgrößenfestlegung des Frauenanteils in Aufsichtsrat und Vorstand. Darüber hinaus wurde Herr Reindl zum Vorstandsvorsitzenden ernannt und die Geschäftsordnung für den Vorstand entsprechend angepasst.

In der ordentlichen Sitzung am 30. Juni 2022 standen insbesondere die Wahl des Vorsitzenden und der stellvertretenden Vorsitzenden des Aufsichtsrats sowie die Zusammensetzung der Ausschüsse des Aufsichtsrats im Mittelpunkt. Einzelheiten zur Wahl sind dem Berichtsteil „Personelle Veränderungen im Aufsichtsrat und den Ausschüssen“ zu entnehmen.

Die außerordentliche Sitzung am 15. Juli 2022 befasste sich mit Vorstandsangelegenheiten, betreffend das Vorstandsmitglied Herr Michael Veit.

Im schriftlichen Umlaufverfahren vom 22. Juli 2022 beschloss der Aufsichtsrat aufgrund der finanziellen Auswirkungen der Ukraine-Krise über eine Ausweitung der Betriebsmittelkreditlinie.

Im Mittelpunkt der außerordentlichen Sitzung am 29. September 2022 stand die Beratung über die energiewirtschaftliche Lage in Deutschland, in Europa und die Auswirkungen auf die TEAG.

Die Sitzung am 29. November 2022 hatte die ausführliche Erörterung der Jahresplanung 2023 und der Mittelfristplanung bis 2025 zum Gegenstand. Nach eingehender Beratung stimmte der Aufsichtsrat der Empfehlung des Bilanz- und Finanzausschusses, der sich in seiner Sitzung am 14. November 2022 intensiv mit der Jahresplanung und dem Budget des TEAG-Konzerns befasst hatte, zu.

Prüfung des Jahres- und des Konzernabschlusses 2022

Entsprechend dem Beschluss der Hauptversammlung am 30. Juni 2022 wurde der PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Frankfurt am Main, Zweigniederlassung Berlin, der Auftrag erteilt, den jeweils auf der Grundlage des Handelsgesetzbuches (HGB) aufgestellten Einzel- und Konzernabschluss der TEAG für das Geschäftsjahr 2022 zu prüfen.

Der Abschlussprüfer hat den Jahresabschluss und den Lagebericht der TEAG sowie den Konzernabschluss und den Konzernlagebericht für das Geschäftsjahr 2022 geprüft und jeweils mit dem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehen.

Die zu prüfenden Jahresabschlussunterlagen, der Gewinnverwendungsvorschlag des Vorstands und die Prüfungsberichte des Abschlussprüfers lagen allen Mitgliedern des Aufsichtsrats rechtzeitig vor der entsprechenden Sitzung vor. Zunächst hat sich der Bilanz- und Finanzausschuss am 22. März 2023 umfassend mit den Unterlagen und den ergänzenden mündlichen Erläuterungen des Vorstands befasst und diese im Beisein des Abschlussprüfers ausführlich erörtert. Im Ergebnis dessen hat der Bilanz- und Finanzausschuss beschlossen, dem Aufsichtsrat zu empfehlen, den Jahresabschluss der TEAG und den Konzernabschluss für das Geschäftsjahr 2022 zu billigen.

Anschließend kam der Aufsichtsrat am 30. März 2023 zusammen, um seinerseits den Einzel- und den Konzern-

abschluss der TEAG für das Geschäftsjahr 2022 zu prüfen. Der Abschlussprüfer nahm an dieser Erörterung ebenfalls teil und berichtete über seine Prüfungsergebnisse. Seitens des Aufsichtsrats ergaben sich nach seiner eigenen abschließenden Prüfung des Jahresabschlusses und des Lageberichts der TEAG, des Konzernabschlusses sowie des Konzernlageberichts keine Einwendungen. Der Aufsichtsrat folgte deshalb der Empfehlung des Bilanz- und Finanzausschusses und billigte den Jahresabschluss der TEAG und den Konzernabschluss zum 31. Dezember 2022. Der Jahresabschluss der TEAG für das Geschäftsjahr 2022 wurde damit gemäß § 172 AktG festgestellt.

Der Aufsichtsrat erklärte sich mit dem Lagebericht der TEAG und dem Konzernlagebericht einverstanden und schloss sich dem Vorschlag des Vorstands zur Verwendung des Bilanzgewinns der TEAG an.

Der Vorstand hat für das Geschäftsjahr 2022 gemäß § 312 AktG einen Bericht über die Beziehungen der Gesellschaft zu verbundenen Unternehmen (Abhängigkeitsbericht) erstellt. Diesen hat der Abschlussprüfer gemäß § 313 AktG geprüft und folgenden Bestätigungsvermerk erteilt:

„Nach unserer pflichtmäßigen Prüfung und Beurteilung bestätigen wir, dass
die tatsächlichen Angaben des Berichts richtig sind, bei den im Bericht aufgeführten Rechtsgeschäften die Leistung der Gesellschaft nicht unangemessen hoch war.“

Der Bilanz- und Finanzausschuss hat den Abhängigkeitsbericht ebenfalls geprüft und schließt sich der Beurteilung durch den Abschlussprüfer an. Gegen die Schlusserklärung des Vorstands zum Abhängigkeitsbericht hat der Bilanz- und Finanzausschuss keine Einwände erhoben.

Personelle Veränderungen im Aufsichtsrat und in den Ausschüssen

Am 30. Juni 2022 wählte die Hauptversammlung Herrn Dr. Andreas Cerbe als Anteilseignervertreter in den Aufsichtsrat der TEAG. Er folgt auf Herrn Dr. Karl Kauermann, der sein Mandat zum Ablauf der ordentlichen Hauptversammlung am 30. Juni 2022 niedergelegt hatte. Zeitgleich mit seinem Mandat endete das Amt von Herrn Dr. Kauermann als Aufsichtsratsvorsitzender.

Zudem endete mit Beendigung der Hauptversammlung der TEAG am 30. Juni 2022 die Amtszeit der bisherigen Arbeitnehmervertreter im Aufsichtsrat der TEAG. Herr Nico Dame, Frau Anja Heilmann, Frau Ariane Vollrath (vormals Göring) und Herr Thomas Ziermann wurden erneut als Arbeitnehmervertreter in den Aufsichtsrat gewählt. Darüber hinaus wurden Frau Inka Jonke und Herr Jonas Lamprecht als Arbeitnehmervertreter neu in den Aufsichtsrat gewählt; sie folgen auf Herrn Tonio Barthel und Herrn Torsten-Michael Voigt.

Im Anschluss an die Hauptversammlung am 30. Juni 2022 wählte der Aufsichtsrat Herrn Michael Brychcy zum Vorsitzenden des Aufsichtsrats, Frau Ariane Vollrath zur ersten stellvertretenden Vorsitzenden und Herrn Olaf Czernomoriez zum zweiten stellvertretenden Vorsitzenden des Aufsichtsrats.

Ferner wurde Herr Michael Brychcy zum Vorsitzenden des Aufsichtsratspräsidiums und Herr Sven Gregor sowie Frau Ariane Vollrath zu Mitgliedern des Aufsichtsratspräsidiums gewählt. Das Aufsichtsratspräsidium setzt sich damit aus Herrn Michael Brychcy (Vorsitzender), Herrn Olaf Czernomoriez, Herrn Sven Gregor und Frau Ariane Vollrath zusammen.

Außerdem wurde Herr Thomas Ziermann erneut zum Mitglied des Bilanz- und Finanzausschusses gewählt. Der Bilanz- und Finanzausschuss setzt sich damit aus Herrn Olaf Czernomoriez (Vorsitzender), Frau Stefanie Preikschat und Herrn Thomas Ziermann zusammen.

Der Aufsichtsrat dankt den ausgeschiedenen Mitgliedern für die engagierte und konstruktive Mitarbeit.

Dank an die Beschäftigten

Der Aufsichtsrat dankt den Mitgliedern des Vorstands, den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern sowie den Betriebsräten für ihren tatkräftigen Einsatz und die konstruktive Zusammenarbeit im vergangenen Geschäftsjahr. Ihre Kompetenz, ihre Erfahrung und ihr Engagement haben wieder in hohem Maße zum Erfolg der TEAG beigetragen.

Erfurt, im April 2023

Der Aufsichtsrat



Michael Brychcy
Vorsitzender

Organe der Gesellschaft

Aufsichtsrat

Michael Brychcy

Bürgermeister der Stadt Waltershausen und
Präsident des Gemeinde- und Städtebunds
Thüringen e. V., Erfurt

Vorsitzender ab 30. Juni 2022

Dr. Karl Kauermann

Vorsitzender des Vorstands der
K.M.T. Immobilien AG, Berlin

Vorsitzender bis 30. Juni 2022

Ariane Vollrath

Vorsitzende des Konzern- und Gesamtbetriebsrats
der TEAG und Vorsitzende des Betriebsrats der
Hauptverwaltung, Erfurt

Erste stellvertretende Vorsitzende

Olaf Czernomoriez

Gründungs- und Transaktionsberater

*Zweiter stellvertretender Vorsitzender
ab 30. Juni 2022*

Tonio Barthel

Bereichsleiter der TEAG Thüringer Energie AG

Mitglied ab 21. März bis 30. Juni 2022

Dr. Johannes Bruns

Oberbürgermeister der Stadt Mühlhausen

Mitglied ab 15. Februar 2022

Dr. Andreas Cerbe

Ehemaliger Netzvorstand der RheinEnergie AG,
nunmehr Freiberufler, Gesamtprojektleiter für
den Glasfaserausbau der Hansestadt Hamburg

Mitglied ab 30. Juni 2022

Nico Dame

Mitglied des Betriebsrats Süd und Leiter des
Betriebsteams Hildburghausen der TEN Thüringer
Energienetze GmbH & Co. KG,
Erfurt/Hildburghausen

Mitglied

Sylvia Hartung

Bürgermeisterin der Einheitsgemeinde
Gerstungen a.D.

Mitglied ab 15. Februar 2022

Michael G. Feist

Pensionär, Schwangau, ehemaliger Vorstands-
vorsitzender der enercity AG, Hannover

Mitglied

Sven Gregor

Bürgermeister der Stadt Eisfeld und Aufsichtsrats-
vorsitzender der KEBT Kommunale Energie
Beteiligungsgesellschaft Thüringen AG,
Erfurt

Mitglied

Anja Heilmann

Mitglied des Betriebsrats der Hauptverwaltung
der TEAG sowie Referentin Gastechnik, Erfurt

Mitglied

Franka Hitzing

Referentin für Regelschulen am staatlichen
Schulamt Nordhausen und Ortschaftsbürger-
meisterin der Gemeinde Friedrichsthal (Thüringen)
und erste Beigeordnete der Landgemeinde
Stadt Bleicherode

Mitglied

Inka Jonke

Bereichsleiterin der TEN Thüringer Energienetze
GmbH & Co. KG, Erfurt

Mitglied ab 30. Juni 2022

Jonas Lamprecht

Mitglied Betriebsrat Nord der TEN Thüringer
Energienetze GmbH & Co. KG sowie
Fachingenieur Betrieb Sekundärtechnik,
Bleicherode

Mitglied ab 30. Juni 2022

Stefanie Preikschat

Geschäftsführerin der Gesellschaft der kommunalen Strom-Aktionäre Thüringen mbH sowie Geschäftsführerin der Kommunalen Dienstleistungs-Gesellschaft Thüringen mbH (KDGT), Erfurt

Mitglied

Ralf Rusch

Geschäftsführendes Vorstandsmitglied des Gemeinde- und Städtebunds Thüringen e. V., Erfurt

Mitglied

Frank Schmidt

Verbandsvorsitzender Kommunalen Energiezweckverband Thüringen (KET) und Bürgermeister der Stadt Auma-Weidatal

Mitglied

Katja Wolf

Oberbürgermeisterin der Stadt Eisenach, Eisenach

Mitglied

Torsten-Michael Voigt

Kraftwerker MSR-Technik, Jena, stellvertretender Vorsitzender des Gesamtbetriebsrats der TEAG Thüringer Energie AG und Vorsitzender des Betriebsrats Erzeugung der TEAG

Mitglied bis 30. Juni 2022

Thomas Ziermann

Gesamtbetriebsratsvorsitzender und Mitglied des Betriebsrats Ost der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG, Erfurt, und Erster Netzmonteur, Schleiz

Mitglied

Vorstand**Stefan Reindl***Vorstandsvorsitzender*

Vorstandsbereiche Unternehmensentwicklung und Kommunikation, Vorstandsbüro, Rechnungswesen, Finanzen und Steuern, Controlling und Materialwirtschaft, Recht und Versicherungen, interne Revision und Datenschutz, Informationstechnik, IT-Betrieb und -Service, Telekommunikationsdienstleistungen (TNK)

Dr. Andreas Roß*Arbeitsdirektor*

Vorstandsbereiche Netzvermögen, Netzbetrieb und Netzservice (TEN), Mess- und Zählerwesen (TMZ), Arbeitssicherheit und Umweltschutz, Personalwesen/Organisation und Aus-/Fortbildung, Immobilien und Liegenschaften, Unternehmensbeteiligungen und kommunale Angelegenheiten

Michael Veit*Mitglied bis 15. Juli 2022*

Vorstandsbereiche Energievertrieb- und Beschaffung, Kundenkontakt und Shared Service (TES), Erzeugung, Kraftwerkstechnik und -betrieb, Wärmeservice und Contracting (TWS)



Energiekrise – Energiechance

Wer das Jahr 2022 im Rückblick beschreiben soll, dem wird vor allem die Krisenhaftigkeit dieses Jahres im Gedächtnis geblieben sein. 2022 war geprägt von der Energiekrise, dem Ukrainekrieg – von Blackout-Befürchtungen, von wirtschaftlichen Turbulenzen durch hohe Energiepreise, Materialengpässe, Inflation. Auch die TEAG als Energieversorger hat besonders durch die Energiekrise im Zusammenhang mit dem Ukrainekrieg ein mehr als nur aufregendes Geschäftsjahr hinter sich gebracht – letztendlich mit einem Jahresergebnis leicht über der Budgetplanung, was in Anbetracht der Umstände ein beachtlicher Erfolg ist. In unseren Energie-

reportagen zeigen wir, wie enorm sich die krisenhaften Ereignisse und Prozesse auf die Arbeit der TEAG ausgewirkt haben. Was ist in der Netzführung passiert? Wie hat der Vertrieb auf die rapide gestiegenen Energiepreise reagiert? Wie hat der Finanzbereich das Liquiditätsmanagement der TEAG organisiert? Aber auch nach Chancen haben wir geschaut. Wo könnte bald Wasserstoff bei der TEAG zum Energieträger werden? Wie funktionieren kalte Wärmenetze? Oder wie hilft die neue Gasmotorenanlage im HKW Jena beim Ausbau der Erneuerbaren? Das alles lesen Sie in den folgenden Energiereportagen.

Wenn Energienetze zu Sicherheitsnetzen werden

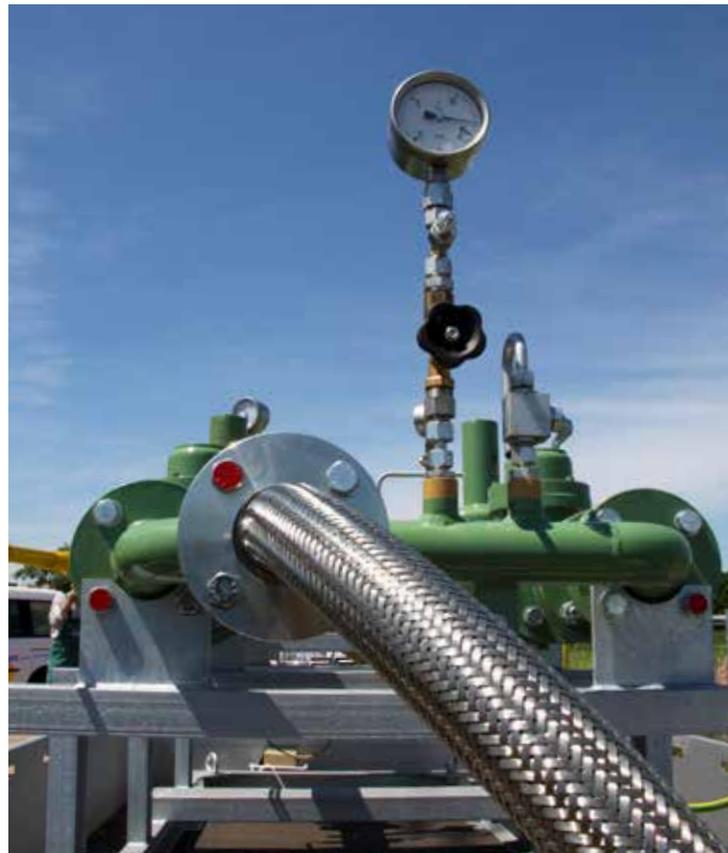


Am 11. März 2022 tauchte er erstmals im Outlook von fast 20 Verantwortlichen bei TEN und TEAG sowie des Vorstands auf: der Termin „Notfallmanagement Gas/Strom“. Hinter der ziemlich unauffälligen Wortwahl verbirgt sich das bisher komplexeste Krisenszenario, dass je im Unternehmen TEAG bewältigt werden musste: die Energiekrise. Diese hatte ihren Anfang vor allem im russischen Angriff auf die Ukraine.

Dr. Michael Agsten, Rainer Menzel und Wulf Eichmann (v.li.) haben 2022 bei der TEN Thüringer Energienetze maßgeblich am erfolgreichen Krisenmanagement mitgewirkt.

Mit dem 24. Februar 2022 hatte für die TEN Thüringer Energienetze eine neue Zeitrechnung begonnen. Der Tag des russischen Angriffs auf die Ukraine führte fast über Nacht zu einer grundlegenden Veränderung der Arbeit der TEN in der Energieversorgung des Freistaates.

Plötzlich wurden Szenarien realistisch, die man vielleicht mal in Planspielen im Powerpoint-Format durchgerechnet hatte. Jetzt musste sich die TEN binnen weniger Tage für eine reale Gas-mangellage rüsten, die in der Konsequenz einen lang anhaltenden Total-Ausfall der Gasversorgung in Thüringen bedeuten würde. „Die Ungewissheit war in den ersten Wochen sehr groß. Wir mussten damit rechnen, dass binnen weniger Tage die Gasversorgung bis auf kleine Druck-inseln heruntergefahren werden muss. Es war aber auch möglich, dass keinerlei Notfall eintritt“, so Dr. Michael Agsten, Leiter der TEN-Netzleitstelle. „Gerade für den Zustand der anhaltenden Gasmangellage waren die Prozesse noch gar nicht aufgebaut, weil so ein Zustand bisher nicht als möglich beziehungsweise als sehr unwahrscheinlich erachtet worden war“. Plötzlich war der Betrieb von Energienetzen – in diesem Falle der Gasnetze – von bundesweiter Relevanz hinsichtlich der Daseinsvorsorge. Horrorszenarien bis hin zum völligen wirtschaftlichen Zusammenbruch machten medial die Runde.



→ WISSENSWERT

Die TEN Thüringer Energienetze hatte im Jahr 2022 auch Praxistests zu Szenarien des Strom-Blackouts und des Wiederanfahrens von Stromnetzen nach großflächigen Ausfällen vorgenommen. Dies erfolgte jedoch ohne Öffentlichkeitsbeteiligung, um keine Ängste zu wecken. So ist am 24.9.2023 der Aufbau eines Strominselnetzes in Thüringen erfolgreich in Zusammenarbeit mit Vattenfall geprobt worden. Hierbei wurde im Schwarzstart mit Strom aus den Vattenfall-Wasserkraftwerken der Saalekaskade eine Stromversorgung über das TEAG-HKW Jena für ein initiales Inselnetz aufgebaut.



„Von dieser ‚Hysterie‘ durften wir uns als Netzbetreiber keinesfalls anstecken lassen“, blickt Rainer Menzel, TEN-Fachverantwortlicher und Bereichsleiter Bau und Betrieb Gasanlagen.

„Gerade weil wir ja nicht nur direkte Verantwortung für tausende Gaskunden haben, sondern das Netz der TEN auch nachgelagerte Netzbetreiber und viele Thüringer Stadtwerke versorgt. Zu Beginn stand eine realistische technische Analyse, wie sich die Gasmangellage in unterschiedlichen Umfängen im Gasnetz auswirkt. Darauf basierten genaue Pläne zur technischen Vorgehensweise im Netz bei einem Mangelfall. Denn es musste um jeden Fall verhindert werden, dass uns das Gasnetz physikalisch zusammenfällt und nicht mehr steuerbar ist“. Die Notfallpläne für dieses Maximalszenario waren entsprechend rigoros. „Es war geplant, in Übereinstimmung mit dem Notfallplan Gas der Bundesregierung technisch festgelegte Regionen des Gasnetzes hart von der Versorgung zu trennen und das Gasnetz auf Druckinseln zu reduzieren. Diese Schritte waren so bisher nicht vorgesehen, denn eigentlich ist das Gasnetz für solche Vorfälle und Handlungsweisen nicht konzipiert. Es musste sogar

davon ausgegangen werden, dass sich manche Netzinseln nur herstellen lassen, wenn unsere Monteure mit Polizeischutz an den Gasdruckregelstationen arbeiten können.“

Den erste Schritt zur Bewältigung einer Gasmangellage stellte die Einschränkung bzw. gesetzlich verordnete Reduzierung des Gasverbrauchs auf der Kundenseite dar. Hierzu wurden die Kategorien Frühwarnstufe, Alarmstufe und Notfallstufe eingeführt und in diesem Zug die Festlegung der Kundensegmente: geschützte Kunden und ungeschützte Kunden. „Im ersten Schritt der Reaktion auf einen Gasmangel wäre die Abschaltung der sogenannten ungeschützten Kunden gekommen“, erklärt Wulf Eichmann, Spezialist TEN-Netzkunden. „Also Industriebetriebe und Gewerbeunternehmen, die nicht zur kritischen Infrastruktur gehören, teilweise auch nachgelagerte Netzbetriebe. Im TEN-Netzgebiet betraf dies über 400 Kunden, die wir gleich Anfang März schriftlich über die Einstufung als ungeschützte Kunden informiert haben. Dazu gehörte der Aufbau der Kontaktliste bei diesen Kunden, um die kurz-

fristigen Abschaltungen ankündigen zu können. Verständlicherweise war nicht jeder Kunde mit seiner Einstufung als ungeschützt einverstanden. Hier gab es enormen Abstimmungsaufwand bis hin zu Anwaltsbriefen. Aber die Definition für geschützte Kunden war klar: Krankenhäuser, Schulen, Privathaushalte – diese Kundenbereiche hätten nur im allerletzten Notfall abgeschaltet werden dürfen.“

Gestärkt und geschärft aus der Krise

„Den Silberstreif am Horizont haben wir Anfang März 2023 gesehen, als der milde Winter dem Ende zuging und die Gasspeicher noch über der vorgeschriebenen Mindestfüllmenge lagen“, erklärt Dr. Michael Agsten, „da konnten wir zumindest für diesen Winter das Krisenszenario der Gasmangellage ausschließen. Entscheidend war, dass die Kundschaft flächendeckend den Gasverbrauch gedrückt hat“. Trotzdem waren alle Aktivitäten innerhalb der TEN zur Bewältigung einer Gasmangellage – die jederzeit mög-

lich gewesen wäre – ein enorm wichtiger Lernprozess mit vielen neuen Erkenntnissen. Technisch sind die Notfallpläne umfassend geschärft und in weiten Teilen neu entwickelt worden. Auch die administrative Zusammenarbeit zwischen TEN/TEAG und den Thüringer Behörden ist gänzlich neu aufgestellt worden, vor allem zu Innenministerium, Energie- und Umweltministerium, den regionalen Katastrophenstäben und auch der Landesregierung. „Die politische Seite hat viel von uns lernen können in diesen Monaten. Wir haben sehr oft unsere Prozesse und technischen Abläufe etwa vor Thüringer Staatssekretären und anderen politischen Entscheidern erläutert. Umgekehrt konnten auch wir viel Verständnis über politische Abläufe und administrative Vorgehensweisen der politischen Seite aufbauen,“ sagt Michael Agsten, der oft im Zusammenspiel mit dem Gastechner Rainer Menzel agiert hat. „Sollten wir wieder vor so einem Szenario stehen – und das kann durchaus schon beim nächsten Winter der Fall sein – dann sind wir ungleich besser aufgestellt. Wir gehen deutlich gestärkt und geschärft aus dieser Krisenlage“, fasst Dr. Agsten zusammen.



Kalte Wärmenetze ersetzen fossile Energien

In Werther bei Nordhausen hat die TWS, die Thüringer Wärme Service GmbH, mit dem ersten „Kalten Nahwärmenetz“ einen Benchmark gesetzt und eine Energiechance bewusst genutzt. Inzwischen ist das innovative Vorzeigeprojekt sogar ausgezeichnet worden. Dass moderne Energielösungen als Chancen gesehen werden müssen, ist inzwischen selbstverständlich. Ein solcher „Chancensucher“ ist im Bereich Wärmelösungen die TWS.

→ WISSENSWERT

„Kalte“ Nahwärmenetze nehmen Umweltwärme auf – beispielsweise Wasserwärme eines Flusses oder Erdwärme. Wärmepumpen wandeln diese in nutzbare Wärme um, der Betriebsstrom soll idealerweise dezentral durch Photovoltaikanlagen erzeugt werden. Möglich sind so Autarkiegrade von über 70 Prozent. Klimafreundliche kalte Nahwärmenetze eignen sich sowohl für den Neubau als auch im ländlichen Bestandsbau.



Rico Bolduan lässt mit seiner TWS Modell-Ideen zur Wärmeversorgung Realität werden.

Im nordthüringischen Werther nutzt die TEAG-Tochter, die Thüringer Wärme Service GmbH (TWS), diese Chancen bereits. Das Wohngebiet „Lehmkuhle“ wurde mit einem sogenannten „Kalten Nahwärmenetz“ erschlossen. Das Projekt sei dabei eine bewusste Investition in die Zukunft, betont TWS-Geschäftsführer Rico Bolduan und betont, dass moderne Technik, viel Know-how aber auch eine gute Zusammenarbeit zwischen Unternehmen und Kommune in Planung und Umsetzung des ersten Kalten Nahwärmenetzes in Thüringen eingeflossen seien. Der Ansatz dahinter ist einfach: Eine Verbindung aus Erdwärme und Wärmepumpe sorgen in einem ganzen Quartier für emissionsarme Wärmeversorgung. Die örtliche Energiegenossenschaft Helmetal tritt dabei als Partner auf.

Und auch ein weiterer Partner sei im Boot gewesen, berichtet Rico Bolduan: „Wir haben mit dem Projekt nahezu alle TEAG-Töchter beteiligen können, das ist ein ganz besonderer Mehrwert.“ So nutzte die Thüringer Netkom die Erdarbeiten im entstehenden Quartier für die Verlegung von Glasfaserkabeln, die TEAG Solar bietet ergänzend Photovoltaikanlagen für die Stromver-

sorgung der Häuser an und in Gesprächen mit der Thüringer Energienetze (TEN) entstand die Idee, das Kollektorfeld des Netzes mittels Pflugverfahren zu erschließen. „Damit haben wir auf dem Feld eine umweltsensible Lösung geschaffen und es kann weiterhin landwirtschaftlich genutzt werden“, freut sich Rico Bolduan, der noch einen weiteren besonderen Faktor dieser Erdwärmelösung in Kombination mit Wärmepumpen betont: „Was im Winter wärmt, das kühlt im Sommer – unser Ansatz ist es, nicht nur CO₂-neutral zu heizen, sondern in warmen Monaten auch eine energiesparende Lösung zur Kühlung zu bieten.“

Auf diese ungewöhnliche und absolut zeitgemäße Lösung sind zwischenzeitlich allerdings auch schon andere aufmerksam geworden. Etwa die Jury des TOP 100-Siegels, eines Wettbewerbs für Innovationen. 2023 wurde die TWS daher mit dem TOP100-Innovationspreis ausgezeichnet. Zudem gab es 2022 den Nachhaltigkeitsaward in Gold der Zeitung für kommunale Wirtschaft (ZfK). Dieser lobte insbesondere den Ansatz, Energiechancen auch im ländlichen Raum voranzubringen.



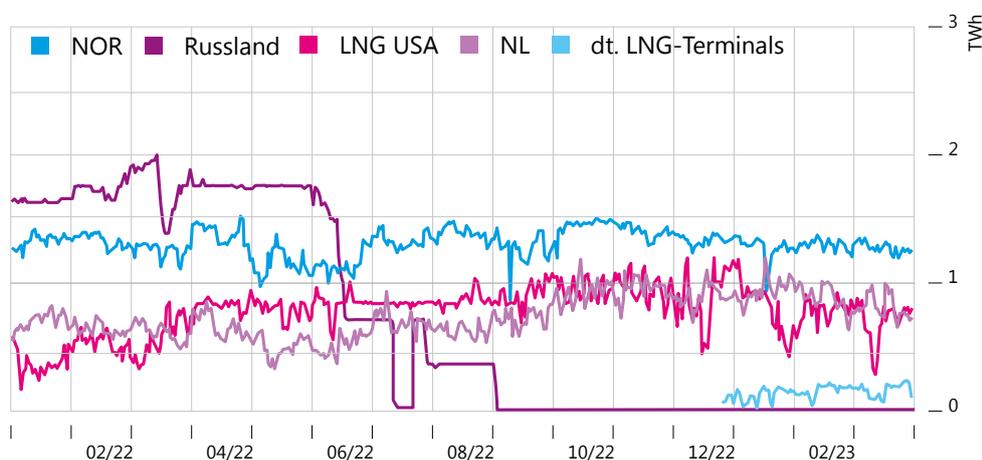
Die TWS bringt Wärmelösungen für ganze Wohnviertel ins Rollen. Sind die Wärmenetze erst verlegt, sorgen sie viele Jahre für eine sichere Energielieferung.

Wenn Energiehandel zum Pokerspiel wird

Energiehandel ist eigentlich eine ziemlich logische Angelegenheit: Angebot und Nachfrage bestimmen die Preise – und man muss noch zur richtigen Zeit einkaufen. Bei der TEAG kümmern sich die erfahrenen Profis des Bereiches VB um die Energiebeschaffung. Eigentlich ... doch die Energiekrise hat das Geschäft der Energiebeschaffung zeitweise zu einer hochriskanten Angelegenheit werden lassen. Denn im Jahr 2022 gab es auf dem Energiemarkt noch nie dagewesene Entwicklungen.

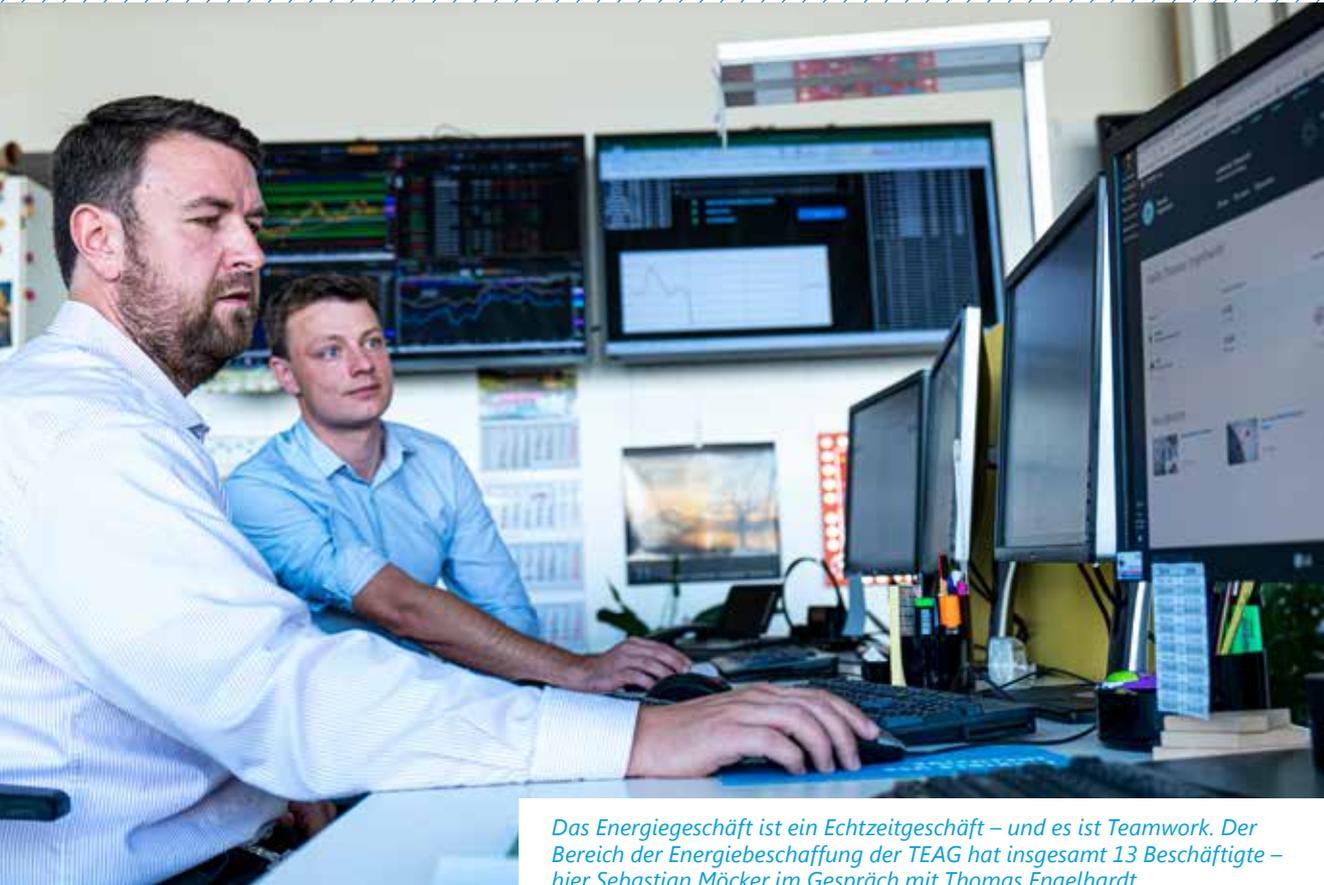


Trotz Ausfall der russischen Gaslieferungen ist der „Chaoswinter“ ausgeblieben – dank europäischer Nachbarn, der USA und Einsparungen





Sebastian Möcker arbeitet bei der TEAG in der Energiebeschaffung beziehungsweise im Energiehandel. Er hat die Turbulenzen am Energiemarkt 2022 online auf den Handelsplattformen live mitverfolgen können.



Das Energiegeschäft ist ein Echtzeitgeschäft – und es ist Teamwork. Der Bereich der Energiebeschaffung der TEAG hat insgesamt 13 Beschäftigte – hier Sebastian Möcker im Gespräch mit Thomas Engelhardt.

Auf fast 1.000 Euro pro Megawattstunde schnellte im Spätsommer 2022 der Strompreis am börslichen Strom-Terminmarkt kurzfristig nach oben, ein Rekordwert. Vor allem, wenn man weiß, dass vor Jahresfrist noch im Schnitt 30 bis 50 Euro je MWh am Terminmarkt aufgerufen wurden. „Wir haben beginnend mit dem vierten Quartal 2021 bis Ende 2022 extremste Preissprünge am Energiemarkt erlebt. Die Preise änderten sich oft binnen zehn Minuten in erhebliche Dimensionen, und zwar in beide Richtungen. Wer da zu früh oder zu spät gekauft hat, der konnte schnell enorme Kosten verursachen“, erklärt Sebastian Möcker, einer der Energieeinkäufer der TEAG bei

VB. „Beim Erdgas gab es manchmal gar keine Angebote mehr. Da ging es nicht mehr darum, wie die Preise aussehen, sondern wo überhaupt noch Gas kurzfristig zu haben war.“ Weiterhin musste VB für den unerlässlichen Energieeinkauf logischerweise bezahlen, es wurden also binnen kürzester Zeit ungeplant enorme Summen fällig. Das bis zu zwanzigfach höhere Preisniveau erforderte einen zwanzigfach höheren finanziellen Einsatz. In der Folge drohte damit das Risiko, ob die Kundschaft überhaupt ein derart hohes Preisniveau tragen kann. „Wir haben enorm viel kalkuliert, eng mit dem Vertriebscontrolling zusammengearbeitet, auch direkt mit Kunden

gesprochen – etwa Weiterverteilern und großen Industriekunden. Prognosemäßig wurde ebenfalls reagiert, um mit dem durch die Preissprünge verursachten geänderten Abnahmeverhalten umzugehen“, resümiert Beschaffungsprofi Sebastian Möcker.

„Glücklicherweise ist zu Beginn des Jahres 2023 eine Beruhigung eingetreten. Und im Bereich Gas haben sich im Laufe des Jahres die Einsparungen der Kunden ausgewirkt. Inzwischen liegen die Marktpreise um den Faktor zwei–drei über dem Preisniveau vor Energiekrise und Ukrainekrieg. Aber die extremen Preissprünge sind weg. Verschiedenste gesetzliche Maßnahmen wirken – wie etwa die Strompreisbremse und das



Gasspeichergesetz.“ Erfahrungen und Schlussfolgerungen sind geblieben. VB konnte mit großem Einsatz des gesamten Teams und dank langjähriger Erfahrungen beim Energiehandel alle Situationen meistern. Die Beschaffungsstrategie wurde nochmals diversifiziert, teilweise langfristiger aufgestellt mit Einkaufshorizonten bis 2027. Dennoch: „Das Risiko in der Beschaffung ist dauerhaft gestiegen“, beobachtet Möcker.







Eigene Speicher = Sicherheit²

Nahe der nordthüringischen Ortschaften Allmenhausen und Kirchheilingen verfügt die TEP, die Thüringer Energie Speichergesellschaft, über enorm zukunftssträchtige „Betriebsmittel“. Das TEAG-Tochterunternehmen betreibt zwei unterirdische Erdgasspeicher. Sie sind nicht nur während der aktuellen Energiekrise von Relevanz. Einer von beiden – der Speicher Kirchheilingen – wird auch bei der zukünftigen Thüringer Wasserstoffwirtschaft eine Schlüsselrolle spielen.

106 Prozent aus dem Untergrund



Michael Seifert und Reiner Oelze sind die Speicherprofis der TEP, der Thüringer Energie Speichergesellschaft. „Ihr“ Erdgasspeicher in Allmenhausen hat mit dazu beigetragen, dass der Winter 2022 in Thüringen ohne Versorgungsausfälle vorstattenging.

→ WISSENSWERT

Die Gasspeicher Allmenhausen und Kirchheilingen sind ehemalige natürliche Erdgaslagerstätten. Im Gasspeicher Allmenhausen wird das Erdgas in Tiefen zwischen 300 und 400 Metern in sandsteinartigen Lagerhorizonten eingelagert – es ist ein sogenannter Porenspeicher. Allein der Allmenhäuser Gasspeicher hat ein nutzbares Speichervolumen von 62 Millionen Kubikmetern Erdgas. Der Untergrund-Speicher Kirchheilingen soll zukünftig zur Speicherung von grünem Wasserstoff verwendet werden und steht somit auch für das TH₂ECO-Projekt zur Verfügung. Zur Umstellung des Gasspeichers auf Wasserstoff ist ein umfangreiches Projekt geplant. Der klüftige Speicherhorizont befindet sich in circa 1.000 Meter Tiefe und ermöglicht durch seine geologische Struktur hohe Leistungen bei der Ein- und Ausspeicherung.

TH₂ECO

Thüringen
Wasserstoff
Ecosystem



„Wir haben in diesem Winter den Füllstand unseres Allmenhausener Speichers selbstverständlich besonders genau im Blick gehabt, auch wenn die gesetzlichen Vorschriften für die Füllung unsere Anlagen konkret nicht betreffen“, erläutert Reiner Oelze, TEP-Geschäftsführer. „Wir lagen aber jederzeit deutlich über den gesetzlichen Mindestvorgaben – von 85 Prozent im Oktober 2022 oder 40 Prozent im Februar dieses Jahres“. Das Gasspeichergeschäft war bis zur Energiekrise eine eher unaufgeregte Angelegenheit. Der Erdgasspeicher der TEP wurde jedes Jahr im Sommer planmäßig für die Heizsaison befüllt, um dann in der Heizperiode die Verbrauchsspitze der Kundschaft speziell im Nordthüringer Raum abzuf puffern. „Die Energiekrise hat die Rolle der Gasspeicher in Deutschland insgesamt – und in diesem Zusammenhang auch der TEP-Speicher – völlig verändert. Allein schon die Tatsache, dass es jetzt Gesetzes-Vorgaben für Füllstände der Gasspeicher gibt, zeigt die gänzlich neue, strategische Einordnung.“ Der Allmenhausener Speicher hat dabei zum Winterbeginn selbst erhebliches Medieninteresse verursacht, weil ein Füllstand von knapp über 106 Prozent erreicht wurde. „Das war aber technisch vollkommen korrekt“, so Speicherprofi Reiner Oelze. „Das früher eingespeicherte russische Erdgas hat einen leicht geringeren Energiegehalt als das jetzt gespeicherte Gas, welches

vor allem aus Norwegen stammt. Deswegen wird bei gleichem Volumen eine etwas höhere Energiemenge erreicht – und es ergibt sich ein Wert von knapp über 106 Prozent.“

Wasserstoff wird die Zukunft

2022 hat die TEAG mit dem Gasspeicher Kirchheilingen einen zweiten unterirdischen Erdgasspeicher gekauft und an den Betreiber TEP verpachtet. „Mit diesem Speicher – der im Moment noch nicht in Betrieb ist – planen wir perspektivisch den Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft“, so Reiner Oelze. Hintergrund ist das Wasserstoffprojekt TH₂ECO, an dem TEAG beziehungsweise TEP maßgeblich beteiligt sind. TH₂ECO sieht den Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur im Freistaat über die gesamte Wertschöpfungskette vor. Mit dem Strom aus Wind und Sonne sollen Elektrolyseure betrieben werden. Der so erzeugte grüne Wasserstoff kann dann im Speicher Kirchheilingen eingelagert werden und stünde über Pipelines bspw. den Stadtwerken Erfurt zur Fernwärmeversorgung zur Verfügung. „Die Machbarkeit der Wasserstoffeinlagerung im Speicher Kirchheilingen ist nach den derzeitigen Erkenntnissen grundsätzlich möglich“, sagt Oelze.

TEAG-Vertrieb im Preis-Stress

Die Vertriebsbereiche der TEAG waren im Jahr 2022 fast täglich mit Extremen konfrontiert, die man sich einige Monate vorher nicht im Geringsten hätte vorstellen können. Die Einkaufspreise veränderten sich um den Faktor zehn oder noch viel mehr. Von Marktschwankungen konnte da nicht mehr die Rede sein, es ging schon um Marktverwerfungen. Und zeitweise musste in allen Kundensegmenten der TEAG der Vertrieb eingestellt werden, weil keine seriöse Produktberechnung mehr möglich war. So etwas war bisher undenkbar.



Mark Poltermann, Robert Zachäus und Ingo Kamenz (v. li.) haben als Bereichsleiter im TEAG-Vertrieb das Krisenjahr 2022 als das bisher „aufregendste“ Jahr im Vertriebsgeschäft erlebt.

Die Energiekrise begann für den Vertrieb nicht erst mit dem Ukrainekrieg im Februar 2022. Schon im Herbst und Winter 2021 gab es mit der Einstellung der Kunden-Belieferung bei über 20 Energie-Discountern erste Warnzeichen. „Häufig ging das gewählte Geschäftsmodell nicht mehr auf, nur kurzfristig am Spotmarkt Energie einzukaufen“, so Mark Poltermann, Bereichsleiter Privatkunden im Vertrieb der TEAG: „Bei steigenden Marktpreisen musste sehr viel teurer eingekauft werden, als vorher an Kunden verkauft wurde – dann platzt diese Spekulation schnell.“

Im Falle des Discounters Gas.de wurden beispielsweise zehntausende Kunden von den örtlichen Grundversorgern aufgefangen. Auch die TEAG musste über Nacht mehrere tausend Gaskunden zusätzlich versorgen, mit entsprechenden Mehrkosten.

„Das war aber erst der Anfang“, erinnert sich Poltermann: „Mit dem Ukrainekrieg geriet der Energievertrieb völlig aus den Fugen. So sprang der Gaspreis zeitweise auf über 300 Euro pro Megawattstunde, im Oktober 2021 waren es noch 30 Euro pro Megawattstunde“, erklärt Poltermann weiter. Zwar schlugen die Preisextreme nicht sofort auf die Endkundenpreise durch, da die TEAG-Beschaffung gestaffelt mehrere Jahre im Voraus erfolgt. „Durch die Kostenexplosion waren speziell bei der Grund- und Ersatzversorgung mehrere größere Preisanpassungen notwendig – sowas passiert sonst vielleicht einmal

→ WISSENSWERT

In der Energiekrise sind beginnend mit dem Jahreswechsel 2021/2022 circa 50 Stromvertriebe bundesweit ausgefallen. Für über 20.000 Kunden musste kurzfristig eine teure Ersatzbeschaffung geregelt werden. Einige Vertriebe sind inzwischen wieder auf Kundenakquise. Lieferanten wie Gas.de oder Stromio haben Kunden umfangreich gekündigt und bereits beschaffte Energiemengen auf dem Großmarkt zurückverkauft. Dieses „Abzockmodell“ war wesentlich ertragsreicher, als die vertragsgemäße Belieferung der Kunden. Die Staatsanwaltschaft Düsseldorf betrachte die Handlungsweise Stromios „als nicht strafbar“.

Das Vertriebsteam der TEAG für Stadtwerke und Energieversorgungsunternehmen: v. l. Robert Zachäus, Christiane Zahn, Monique Reichardt, Stefanie Fels, Frank Markau, Uwe Vogel und Moritz Steudte.



im Jahr. Hinzu kam die fast tägliche Anpassung der Neukundenpreise an das Einkaufsniveau.“ Einmalig war sicher auch die zeitweise Splittung der Preise in der Grundversorgung zwischen Bestands- und Neukunden.

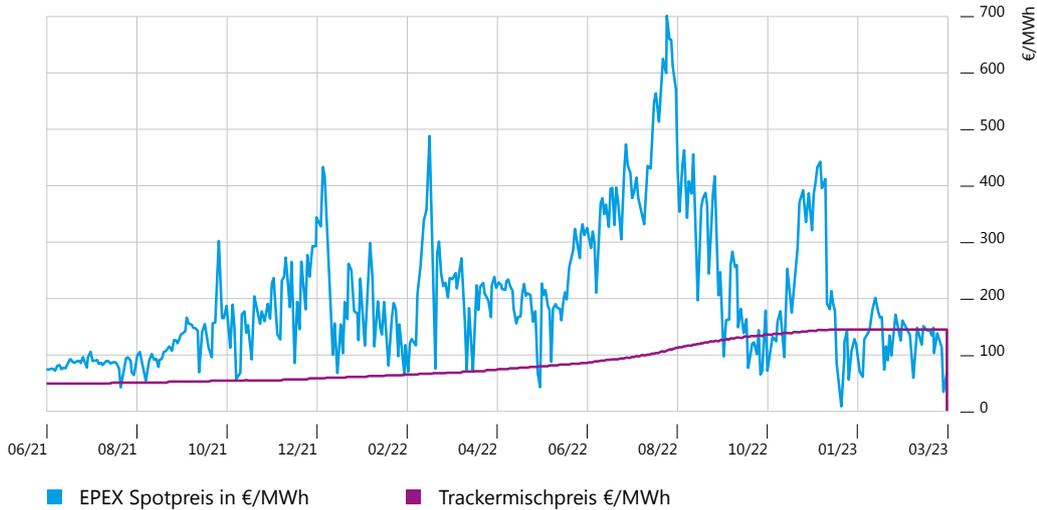
Ebenfalls ein Novum: Der TEAG Privatkundenvertrieb musste zeitweise dazu übergehen, nur noch Kunden im eigenen Netzgebiet Neuverträge anzubieten. „Viele haben in dieser Zeit die solide

Preispolitik der angestammten Versorger, vor allem aber deren fairen Umgang mit den eigenen Kunden zu schätzen gelernt.“ Ob diese Erkenntnis von Dauer ist, wird die Zeit zeigen. Inzwischen sind erste Energievertriebe wieder mit Dumpingpreisen auf Kundenfang. „Man kann den Kunden nur empfehlen, nicht ausschließlich auf den Preis zu achten, sondern auch Service, Fairness und Seriosität des Anbieters mit in die Entscheidung einfließen zu lassen“, rät Poltermann.

Curt Wehrmann, Maire Gador und Hendrik Kupfer (v. li.) gehören zum Team Privat- und Gewerbetunden des TEAG-Vertriebs. Sie kümmern sich um Akquise und Kundenbindung.

Das Beschaffungsmodell der TEAG glättet Preisrisiken

Die **Spotpreise** werden durch eine **strukturierte Beschaffung** geglättet (Mischung Peakload/Baseload, rollierend im Voraus = Risikoreduzierung). Langfristige Preisentwicklungen können jedoch nicht ausgeglichen werden.



Wer jedoch einen neuen Energieliefervertrag brauchte – etwa wegen Laufzeitende oder wegen eines Umzuges, der fand zeitweise nirgendwo einen Energieanbieter. Verständlich, wenn bereits im Stromeinkauf eine Megawattstunde kurzfristig 1.000 Euro kostete. „Wir haben in einem Jahr im Privatkundenbereich 18 größere Preisanpassung vornehmen müssen. Hinzu kamen noch viele ungeplante tausend Fälle für die Grundversorgung, die durch weitere Anbieterausfälle – wie etwa Stromio – verursacht wurden. Der Anstieg in der Grundversorgung wurde so heftig, dass ein gesplitteter Preis notwendig wurde – dieser konnte später wieder rückgängig gemacht werden.“



Ebenfalls im Segment der TEAG-Privatkunden sind Sabine Mattig, Marie-Kristin Herrmann und Mathias Krause (v. li.) „unterwegs“.



Kosten und Aufwand durch „Gesetzesflut“

Der Preisaspekt ist aber nur eine Seite. Im Jahr 2022 haben die vielen energierechtlichen Beschlüsse der Bundesregierung für Dauerstress in Vertrieb und Kundenservice gesorgt. So hat die geplante und dann nicht in Kraft getretene Gasumlage über 200.000 Euro Kosten verursacht „Dieses Geld ist unser Verlust. Das kann nicht umgelegt werden. Alle Briefe zur Kundeninfo waren bereits auf dem Postweg, die SAP-Systeme zur Berechnung angepasst – und dann wurde Stunden vor Inkrafttreten alles zurückgenommen.“ Zeitweise war es unmöglich, die Kundschaft innerhalb der gesetzlichen Fristen zu informieren. Wenn die Frist sechs Wochen lautet, die genaue Verordnung aber erst vier Wochen vorher da ist, dann wird die Termintreue schwierig.





Keinen leichten Stand hatte 2022 das Team zur Betreuung der großen Individualkunden – v. li.: Uta Paukstat, Franz Hundt, Stefan Rybarz, Ingo Kamenz, Rüdiger Steinberg, Robert Knabe und Sandra Klein.

Umbrüche in allen Kundensegmenten des TEAG-Vertriebs

Auch die Stadtwerke-Kunden und kleinen EVU waren Preisverwerfungen ausgesetzt, die vorher nicht denkbar waren. „Beim Gas ging es um den Faktor zehn hin und her. Teilweise noch mehr“, erklärt Robert Zachäus, Bereichsleiter Stadtwerk-kunden und EVU bei der TEAG. „Am Großhandelsmarkt gab es für verschiedenste Segmente des Gasmarktes zwischenzeitlich keine Angebote; teilweise bis heute nicht. Etablierte Gasprodukte wie temperaturabhängige Lieferungen für Stadtwerke sind unverändert nicht mehr verfügbar. Früher undenkbar.“ Einige Marktteilnehmer erhoben aufgrund der enormen Preise zudem Sicherheitsleistungen, was gerade kleine Stadt-

werke finanziell unter Druck setzte. Die TEAG bietet den Stadtwerken inzwischen wieder Lösungen zur Strom- und Gasbeschaffung an – trotzdem liegt der Fokus aber klar auf den Bestandskunden. „Die Bedingungen für den Strom- und Gashandel haben sich für den Vertrieb im Jahr 2022 fundamental geändert“, blickt Zachäus zurück.

Eine Aussage, die Ingo Kamenz als Bereichsleiter Individualkunden und Mittelstand bei der TEAG sofort unterschreiben kann. „Wir haben 2022 nicht selten nur Kundenpflege im Bestand betreiben können, denn mit neuen Angeboten konn-

ten wir nicht helfen. Es war zeitweise sehr schwierig. Gerade im Segment von Verbräuchen von mehreren Gigawattstunden Strom oder Gas kommt es auf die Stellen nach dem Komma an, um einen Vertrag abschließen zu können. Wir haben da sehr intensiv das Gespräch gesucht, um die Lage zu klären.“ Besonders schmerzhaft war es für Kunden, die eine Neueindeckung immer wieder aufgeschoben hatten, in der Hoffnung, dass das Preisniveau wieder sinken würde. Das war aber nicht der Fall. Irgendwann musste dann aber doch nachgekauft werden.

„Wir haben trotzdem niemanden im Regen stehen lassen. Und wenn wir nur einen kurzen Monatskontrakt ermöglichen konnten, dann war das schon eine Hilfe“, unterstreicht Kamenz.

Inzwischen hat sich der veritable Sturm für den Vertrieb gelegt – vorerst. Aber vieles hat sich verändert. Die Produkte des Vertriebs sind angepasst worden, manche Produkte sind nicht mehr im Portfolio. Und der Vertrieb hat sich in allen Segmenten noch feiner auf die Eigenheiten und Bedürfnisse der Kundschaft eingestellt.

Strom: EPEX-Spot



Strom: Terminpreis



Die Beschaffung war 2022 durch hohe Volatilität und extreme Preispitzen für Strom und Gas geprägt



Vertriebslösungen für kommunale Energieeffizienz



Die TEAG hatte das Projekt im Jahr 2020 mit einem Aufruf an über 600 Kommunen im Freistaat gestartet. „Projekte im Quartier“ unterstützte die Kommunen konkret bei der energetischen Sanierung von Wohngebäuden, Schulen, Kindergärten oder auch lokaler Energieinfrastrukturen – um so für die Reduzierung von Treibhausgas-Emissionen zu sorgen. Dabei wurden Strukturen für den Umstieg auf moderne Wärmeerzeugung, auf den Einsatz von regenerativen Energien oder auf die Elektromobilität geschaffen. Dank koordinierter Fördermitteleinholung und Unterstützung der TEAG mussten die beteiligten Kommunen keine Eigenmittel aufwenden.

Die Stadt Neuhaus am Rennweg steht beispielhaft für „PiQ“. In Neuhaus wurde im Zuge des

Projekts im Quartier das Wohngebiet „Apelsberg“ energetisch saniert. Das Wohngebiet auf einer Fläche von 42 Hektar wurde in den 1960er- und 1970er-Jahren errichtet; dort wohnen rund 1.900 Menschen. Ziel war eine energetische Grundsanierung und Modernisierung der Wohngebäude, inklusive Park und Spielplatz. Zudem sollte die Einrichtung der Wärmeversorgung über Fernwärme geprüft werden. Nach durchweg positiven Fördermittelentscheidungen im Frühjahr 2021 entstand wie für 19 andere Kommunen auch für Neuhaus am Rennweg ein integriertes Quartierskonzept.

Ziel dieser Konzepte ist die ganzheitliche energetische Betrachtung vor Ort mit aktiver Beteiligung der Bürger, die im Quartier leben. Den Kommunen wurde mit den Konzepten quasi ein General-

TEAG kümmert sich um kommunale energetische Sanierungsvorhaben

plan für alle Sanierungs- und Modernisierungsvorhaben von der TEAG zur Verfügung gestellt.

Finanzielle Basis für „Projekte im Quartier“ war die optimierte Ausschöpfung von Fördermittelprogrammen. So wurden 85 Prozent der Investitionssummen von der KfW und dem KlimaInvest-Programm des Landes Thüringen getragen. Die restlichen 15 Prozent als Eigenanteil der Kommunen übernahm die TEAG im Rahmen der Erstellung des jeweils integrierten Quartierskonzeptes.

Bereits vor dem Abschluss der Konzepte wurden erste Umsetzungsmaßnahmen, wie die Errichtung von Elektroladeinfrastruktur in Wohngebieten sowie die Umstellung der Straßenbeleuchtung auf energiesparende LEDs gestartet. Nahwärmelösungen unter Nutzung von Wärmequellen aus erneuerbaren Energien werden folgen.

→ WISSENSWERT

Was ist ein Quartier?

Ein Quartier besteht „... aus mehreren flächenmäßig zusammenhängenden privaten und öffentlichen Gebäuden einschließlich Infrastruktur. Das Quartier entspricht einem Gebiet unterhalb der Stadtteilgröße. Quartiere haben eine Größenordnung, welche eine detaillierte Betrachtung unter Berücksichtigung energetischer, baukultureller und sozialer Aspekte ermöglicht“.

Definition nach KfW-Merkblatt Nr. 432 zum Förderprogramm „Energetische Stadtsanierung – Zuschuss“ der KfW-Bankengruppe



Das „Projekt im Quartier“ der TEAG hat auch Thüringens Umweltministerin Anja Siegesmund aufgegriffen – hier in Neuhaus a. Rwg. mit Bürgermeister Uwe Scheler (li.)

Diese Kommunen sind bei „PiQ“ mit dabei:

1. Ellrich
2. Bendeleben
3. Breitungen (Werra)
4. Diedorf (Südeichsfeld)
5. Dünwald
6. Grabfeld Behrungen
7. Grabfeld Bibra
8. Orlamünde
9. Neuhaus am Rennweg
10. Roßdorf (Breitungen)
11. Stadtilm
12. Haynrode
13. Kirchheilingen
14. Mellingen
15. Mohlsdorf-Teichwolframsdorf
16. Niedersachswerfen
17. Pölzig
18. Ruttersdorf-Lotschen
19. Thiemendorf
20. Bad Blankenburg

Wenn's eng wird: Stromerzeugung im Blitzstart





Die neue **Gasmotorenanlage der TEAG** im Kraftwerk Jena lief im Frühjahr 2023 noch nicht einmal im Normalbetrieb, da hatten schon Klima-Protestierer kurzzeitig die Schornsteine der Anlage besetzt. Eine auf jeden Fall kurzsichtige Aktion, denn gerade die Motorenanlage und der Druckwärmespeicher wurden extra gebaut, um die steigende Einspeisung von EEG-Energie in das Stromnetz abzusichern – etwa von Windkraftanlagen. Die flexible Motorenanlage puffert mit ihrer Schnellstartfähigkeit die volatile EEG-Einspeisung – und erhöht die Versorgungssicherheit bei gleichzeitiger Effizienzsteigerung.



Andreas Meyer, Sandy Henschel und Mario Schroth sind im TEAG-Heizkraftwerk Jena u. a. für die neue Gasmotorenanlage verantwortlich.

„Die fünf Erdgasmotoren samt der technischen Peripherie sind derzeit das Beste, was man auf diesem Gebiet einbauen kann. Doppelturbo, KWK-Kopplung, AdBlue-Einspritzung, Motorvorwärmung – hinsichtlich Emissionsschutz und Energieeffizienz geht kaum mehr. Quasi die 6dtemp-Plakette in der Energieerzeugung“, sagt Mario Schroth – und der muss es als Leiter des TEAG-Heizkraftwerkes Jena wissen. Er ist verantwortlich für das neue, mehrgeschossige Kraftwerksgebäude, welches seit 2020 auf dem Areal gebaut wurde, wo sich früher der letzte 225-Meter-Kohleschornstein und das alte Heizöllager befanden. In dem L-förmigen Stahlbetonbau finden sich fünf riesige Maschinenhallen mit den jeweils 16,5 Meter langen Erdgasmotoren samt angekoppelten Generatoren und Turbolader-Einheiten. Mit fünf Metern Breite und fast sechs Metern Höhe wiegt der gesamte Block etwas über 190 Tonnen.



→ WISSENSWERT

Die Erdgasmotorenanlage im HKW Jena

Gesamtinvestition circa 80 Mio. Euro

- MAN 20-Zylinder-V-Motor mit 12.900 kW (17.200 PS)
- Drehzahl 750 U/min, Zylinderbohrung 350 mm, Kolbenhub 440 mm (großer 10 Liter Wassereimer)
- Leistung pro Zylinder 645 kW (etwa die Leistung eines Formel-1 Rennwagens)
- Katalysator-Abgasreinigung mit AdBlue-Einspritzung
- Gewicht trocken: 147 Tonnen
- Doppelturbolader (Abgaslader) mit Ladeluftkühlung





„Das energiewirtschaftliche Konzept der Gesamtanlage basiert auf der schnellen Start-Stopp-Fähigkeit der Kolbenmotoren. In wenigen Minuten kann jeder einzelne Motor hochfahren, mit Nennleistung rundlaufen und damit 12,6 Megawatt elektrische Leistung ins Netz einspeisen. Mit allen fünf Motoren verfügen wir so über 63 Megawatt enorm schnell verfügbare elektrische Leistung“, erläutert Kraftwerksleiter Schroth. „Damit regeln wir die schwankende EEG-Einspeisung im Stromnetz – etwa aus Windkraft- oder Photovoltaikanlagen.“ Steigt die Öko-Stromeinspeisung im Netz wieder an, dann können die Motoren auch genauso schnell wieder runtergefahren werden. „Diese Ein- und Ausschaltvorgänge können wir jeden Tag mehrfach vornehmen – je nach Strombedarf. Die Motoren stört

das nicht, die sind dafür konstruiert. Die erzeugte Wärme aus dem KWK-Prozess, wird im Druckwärmespeicher quasi wie in einer Thermoskanne aufgenommen und später zur Fernwärmeversorgung genutzt.“ Mit herkömmlichen Gasturbinen ist so eine Flexibilität nicht machbar. Konstruktiv bedingt sind Turbinen für den Dauerbetrieb vorgesehen – sie sollen vor allem die Grundlast der Strom- und Wärmeversorgung sichern. Was die Klima-Protestierer angeht, da hat Kraftwerkschef Mario Schroth einen eigenen Ansatz: „Die hätten doch reinkommen können, wir haben hier im Kraftwerk keine Berührungspunkte. Ich hätte den jungen Leuten die ganze Anlage gern mal erklärt. Da oben auf dem Schornstein haben sie nichts lernen können – und sich nur in Gefahr gebracht“.





Sonst sind sie hinter Aktenordnern, Prozessmappen und Gesetzestexten versteckt, die Mitarbeiter des Rechtsbereichs der TEAG, v. li.: Xander Stecklina, Antje Weichert, Silke Kleine, Christof Danner, Monique Matzat, Jana Keßler, Nadin Ehlers, Claudia Tretropp, Katja Ullrich-Leinhos, Jörg Gerbatsch und Esther-Elena Ruge.



Neue Gesetze rund um die Uhr

Im Rechtsbereich der TEAG hat man im Jahr 2022 sicher sehr oft bei der Tageschau oder einer anderen Nachrichtensendung leicht angespannt zugehört, weil meist nur so am schnellsten zu erfahren war, welche energierechtliche Baustelle als nächste zu „beackern“ sein wird. Zur Bewältigung der Energiekrise kamen mit enormer Schlagzahl immer wieder neue energiepolitische Entscheidungen vor allem aus dem Bundeswirtschaftsministerium. Und jede bedeutete direkten Handlungsbedarf auch für die TEAG-Hausjuristen.

Der Mann hinter der Strompreisbremse

Xander Stecklina ist einer der Hausjuristen der TEAG. Der Volljurist hat sich auf Energierecht spezialisiert.

→ WISSENSWERT

Mittelfristenergieversorgungsicherungsmaßnahmenverordnung, kurz **MiEnSimiMaV**. Das ist nur eine der zahlreichen Verordnungen und Gesetze, die für die rechtliche Umsetzung der Energiepreisbremse berücksichtigt werden. Die anderen sind unter anderem **StromPBG, EWPBG, EnWG, EEG, EnSiG, EDL-G, EVPG, StromNZV, EEV, KWKAusV, EVPGV, GasNZV, DSPV, GasSV, StromGVV, BiomasseV, EnSikuMaV, GasVV, SDLWindV**.

Die Aufzählung ist nicht abschließend. Auch unterliegen alle Bestimmungen ständiger Aktualisierung. Wir haben, bis auf ein Beispiel, auf die wortgetreue Ausformulierung verzichtet, weil dafür ein dreimal größerer Wissenswert-Kasten erforderlich wäre.

Im Energierecht ist Xander Stecklina als einer der TEAG-Juristen quasi zu Hause. Doch die Energiekrise hat sein bisher fest gefügtes juristisches „Energie-Haus“ zu einer Großbaustelle gemacht, mit oft unklarem Ausbauziel. „Es tauchten plötzlich Rechtsfragen auf, die es vorher noch nie gegeben hat“, so Xander Stecklina. „Beispielsweise hatten wir wegen der enormen Verwerfungen am Energiemarkt zeitweise zwei unterschiedliche Preise für die Grundversorgung, einen für Bestandskunden und einen für Neukunden. Das wurde vom Gesetzgeber dann durch eine Gesetzesänderung verboten und wir mussten hier binnen kürzester Zeit erneut Anpassungen vornehmen. Es folgten getrennte Preise für Haushaltskunden in der Grund- und Ersatzversorgung, was ebenfalls völlig neu war und uns

bis heute vor Herausforderungen stellt.“ Grundsätzlich werden die Branchenvertreter auch bei Gesetzesänderungen im Gesetzgebungsverfahren beteiligt. Gesetzesentwürfe werden zur Prüfung verschickt, eine Rückantwort innerhalb einiger Wochen ist üblich. „Plötzlich blieben zur Darstellung der Sichtung auf Textentwürfe für Verordnungen oder Gesetze nur noch wenige Stunden. Am Abend kamen die Entwürfe per E-Mail, teilweise bereits bis zum nächsten Morgen sollte eine fundierte Stellungnahme erfolgen. Eigentlich eine Unmöglichkeit“, so der erfahrene Jurist Stecklina.

Allein die Zahl der Gesetzgebungsverfahren im Jahr 2022 überstieg alles bisher Dagewesene. Das Gesetz zur Strom- und Gaspreisbremse, mehrfach Änderungen des EnWG, das Gesetz zur Senkung der Mehrwertsteuer auf Gas, der vorzeitige Wegfall der EEG-Umlage, die Aussetzung der CO₂-Zertifikatspreiserhöhung ab Januar 2023, eine Dezember-Soforthilfe ... die Auflistung könnte weitergehen. „All diese Maßnahmen müssen für die TEAG stets juristisch geprüft und umgesetzt werden. Daraus ergeben sich dann für uns beispielsweise Änderungen in den AGB und in den Prozessen oder es sind zusätzliche Kundeninformationen erforderlich. Für diese Informationen gibt es wiederum vorgegebene Fristen – auch die vorgeschriebene Form muss beachtet werden. Doch wie soll eine Frist etwa von sechs Wochen für eine Kundeninformation gehalten werden, wenn das Gesetz dazu erst vier Wochen vorher in Kraft tritt und

umfangreiche Vorarbeiten erforderlich sind?“ Und leider war ein Teil der Arbeit nicht selten ein Fall für den Papierkorb. So wurde beispielsweise für den 1. Oktober 2022 die Einführung einer Gasbeschaffungsumlage vom Bundeskabinett beschlossen, um die Gasbeschaffungspreise abzufedern. Nur gefühlt Stunden vor Inkrafttreten der Umlage wurde sie gekippt. „Wir hatten zur Einführung der Gasbeschaffungsumlage aber schon alles vorbereitet. Also Kundeninformationen mit der erforderlichen Preisanpassung waren abgestimmt und verschickt, die SAP-Systeme entsprechend zur Abrechnung angepasst.“ Alles umsonst. Das war doch sehr ärgerlich und hätte so nicht passieren sollen. Denn mit der damit einhergehenden Verunsicherung der Kunden haben wir letztendlich zu kämpfen, nicht der Gesetzgeber in Berlin. Leider kein Einzelfall in diesen turbulenten Zeiten, die weiter ihre Schatten auf die Energiewirtschaft werfen.



Damit die **TEAG** nicht im **Dispo** landet ...

Über Geld spricht man nicht? Falsch! Gerade in der Energiekrise wurde bei der TEAG besonders detailliert und oft über Geld gesprochen. Denn die enormen Preisverwerfungen auf den Energiemärkten haben vor allem im Controlling für viel Gesprächsbedarf und zusätzliche Planungsarbeit im Berichtswesen gesorgt. Es mussten Risiken berücksichtigt werden, die vor der Energiekrise noch keine Rolle spielten. So hätte niemand vor drei Jahren zweistellige Inflationsraten für möglich gehalten.





Stephanie Heyder, Anja Kurzhals und Michael Simon sind zweifellos auf Zahlen fixiert – wie wahrscheinlich das ganze Team von CR2, dem Planungs- und Berichtswesen der TEAG. Und das ist auch gut so, denn das Energiekrisenjahr 2022 war für das Liquiditätsmanagement eine echte Herausforderung. „Die hohen Energiepreise brachten eine Vervielfachung des Geldbedarfs im Energieeinkauf der TEAG. Für kurzfristige Käufe am Spotmarkt stieg der Preis oft um das Zehnfache“, erklärt Stephanie Heyder, Fachgebietsleiterin CR2, „unsere Aufgabe war es, diesen stark schwankenden Finanzbedarf zu erkennen und tagtäglich dafür zu sorgen, dass jederzeit genug Liquidität zur Verfügung steht – auch wenn der Markt verrückt spielt“.



Es ist nämlich ein dramatischer Unterschied, ob man fünf Millionen Euro für Strom- oder Gaseinkauf bereitstellen muss – oder ob ohne Vorwarnung plötzlich 50 Millionen Euro sofort gebraucht werden. Eine detaillierte Prognose des Finanzbedarfs auf Monatsbasis gibt es schon immer bei der TEAG. Um die starken Ausschläge der Preise zu berücksichtigen, wurden tägliche Kurzfristprognosen eingeführt – immer mit den tagesaktuellen Marktdaten – und auf dieser rollierenden Basis die Gelder disponiert. Für die Aufgabe des konkreten Liquiditätsmanagements, also das tägliche „Umschichten“ der Gelder auf die Konten



Mit Zahlen, Daten und Fakten fühlen sie sich wohl – Anja Kurzhals, Stephanie Heyder und Michael Simon (v. li.) vom Planungs- und Berichtswesen der TEAG.

der TEAG, wo sie gerade für Zahlungen und Überweisungen gebraucht werden, ist übrigens das Fachgebiet FB3 verantwortlich – das Team von Grit Muschak. Dort werden die internen Geldflüsse der TEAG gesteuert.

„Ein Punkt ist etwa das Wiedereindeckungsrisiko“, erklärt Stephanie Heyder. „Die TEAG muss sich am Markt regelmäßig mit Energiekontrakten wiedereindecken – also für verkaufte und gelieferte Energie wieder nachkaufen. Wenn plötzlich der Markt aber Strom oder Gas nur zum vielfachen Preis anbietet, dann wird diese Wiedereindeckung extrem teuer. Eine Alternative gibt es aber nicht, denn die TEAG muss konstant Kunden beliefern. Hier ist das finanzielle Risiko enorm gestiegen. Zwar steigen mit

hohen Preisen der Umsatz beziehungsweise der Umfang des Geldflusses, aber nicht der Gewinn.“ Es waren deswegen höhere Refinanzierungskosten für die gestiegene Liquiditätsabsicherung zu planen und damit ein höheres Risiko. Als wäre es nicht schon schwierig genug, sprang die Inflation 2022 auf über zehn Prozent. „Auch das ist für den täglichen Finanzbedarf relevant. Bei nur zwei, drei Prozent ist die Inflation ein beherrschbares Risiko. Sind es zehn Prozent und mehr, wird es bei den Summen dann doch erheblich.“ Sehr beruhigend also, dass Stephanie Heyder und das CR2-Team immer wieder über Geld gesprochen haben und so zahlenaffin sind: Die TEAG war im Krisenjahr 2022 jederzeit mit der erforderlichen Liquidität ausgestattet, um ihre Energiegeschäfte seriös abzuwickeln.





Marathon am Headset und im Backoffice

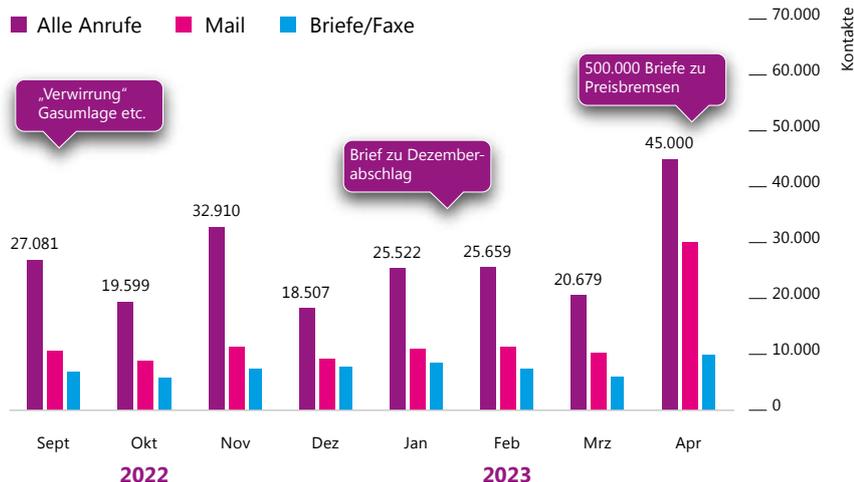
Das Servicecenter der TEAG in Jena ist das inoffizielle Stimmungsbarometer der TEAG-Kunden. Am Umfang der Anrufe lässt sich ziemlich genau erkennen, ob gerade etwas los ist im „Markt“. So steigt das Anrufaufkommen regelmäßig an, wenn Abschlagsplananpassungen, Jahresrechnungen oder Mahnbescheide verschickt werden. Doch seit der Energiekrise 2022 gibt es permanent einen zusätzlichen Beratungsbedarf bei unseren Kunden. Die Mitarbeiter des telefonischen Kundenservice der TES in Jena haben die Auswirkungen sofort bemerkt, als beispielsweise die Bundesregierung die Regelungen zur Strom- und Gaspreisbremse bekannt gegeben hat: Die Telefone standen nicht mehr still.

„Die Zahl der Anrufe hat sich während der Energiekrise 2022 stellenweise verdoppelt. Die Kontaktaufnahme per Mail, Brief oder Fax ist zwischenzeitlich sogar dreimal so hoch gewesen,“ so die Einschätzung von Ewa Seiffert, der Leiterin des Kundenkontaktmanagements der TES in Jena. „Es gab auch keine ruhigeren Phasen, weil ständig in den Medien neue Entscheidungen zur Energieversorgung bekannt gemacht wurden - und prompt die Leute bei uns angerufen haben; vielfach sehr verunsichert. Wir haben nicht selten echte Seelenmassage betrieben. Die Menschen schildern ihre Nöte und Ängste, weil sie befürchten,

künftig nicht mehr den Strom für die Wohnung oder das kleine Häuschen bezahlen zu können. Als die Entscheidung zur Dezemberhilfe kam, stiegen sofort die Kontaktzahlen steil an.“ Nur mit sehr großem Engagement der Teams und mit Unterstützung externer Dienstleister konnte die TES die enorme Zahl der Kontakte bearbeiten. „Doch die sonst gewohnt gute Erreichbarkeit unseres Kundenservice hat in dieser Zeit gelitten. Die Kunden haben schon gemerkt, dass wir schwerer erreichbar waren. Das tut uns auch leid, doch diesem Ansturm konnten wir nicht gerecht werden“, sagt Seiffert. Noch ist die Situation nicht bewältigt.



Kontaktaufkommen TEAG-ServiceCenter





„TES-Maschinenraum“ auf Volldampf

Ronny Riedel und Stefan Netz haben wiederum nicht ein einziges Kundengespräch geführt, aber wahrscheinlich hat trotzdem fast jeder TEAG-Kunde indirekt Kontakt mit den beiden Kollegen aus der Abrechnung der TES gehabt. Sie sind maßgeblich dafür verantwortlich, dass im „Maschinenraum“ der TES alle Kundenanschriften zur rechten Zeit mit den korrekten Inhalten auf den Weg gegangen sind. Dafür mussten im Abrechnungssystem alle Änderungen, Preisanpassungen, Mehrwertsteueränderungen, die Dezemberhilfe oder die Regelungen der Strom- und Gaspreisbremsen richtig eingepflegt werden. „Wir haben hier in Wochen unsere Abrechnungs-IT umbauen müssen, wozu sonst Projekte erforderlich sind,

die zeitlich in Jahren angelegt werden. Auch brauchen unsere Mitarbeiter im telefonischen Kundenkontakt noch passende Informationen zu den neuen Systemen und für Kundenanfragen. Für die Berechnung der Preisbremsen fiel die Entscheidung für die Umsetzung im vorhandenen SAP-System“, erklärt Ronny Riedel, „die Produktivversion konnten wir aus Zeitgründen aber nicht vollständig testen, wie es üblich gewesen wäre. Deswegen wurden die Systeme Zug um Zug umgestellt. Immer stückchenweise: erst das Update, dann der Test und dann die Live-Setzung.“ Und zum Schluss muss alles fehlerfrei funktionieren. Denn allein für die Preisbremse geht die TES von 500.000 Briefen zur Kundeninformation aus – die will niemand zweimal schicken.



Stefan Netz (li.) und Ronny Riedel von der TES haben dafür gesorgt, dass in allen Kundenanschriften alle neuen gesetzlichen Bestimmungen und Sonderregelungen korrekt aufgeführt wurden – die entsprechende IT-Umsetzung war eine echte Herausforderung.







Die neue Gasmotorenanlage im TEAG-Heizkraftwerk Jena-Winzerla wird zur Puffererzeugung Strom vor allem für die Einspeisung Erneuerbarer Energien gebraucht.

TEAG-Chronologie 2022

Das Geschäftsjahr 2022 der Thüringer Energie AG war geprägt von energiepolitischen Herausforderungen, Energiekrise und leider auch dem Krieg in der Ukraine. Die Unternehmenschronologie des vergangenen Jahres bietet hier noch einmal einen Rückblick auf die verschiedensten Höhepunkte innerhalb der TEAG-Gruppe.

28. Januar 2022

Die TEAG steigt beim dem Thüringer Photovoltaikunternehmen Innosun aus Sömmerda ein. Mit der strategischen Partnerschaft bei Projektierung, Bau, Betrieb und Wartung von PV-Anlagen festigt die TEAG weiter ihre Marktposition im Bereich Photovoltaik-Dienstleistungen.

2. Februar 2022

Die Stadt Gößnitz (Landkreis Altenburg) und die TEAG verlängern den Konzessionsvertrag Gas bis 2037. Das Gasnetz in Gößnitz wird weiterhin von der TEAG-Netztochter TEN am nahegelegenen Servicestandort Weida betreut.

24. Februar 2022

Die Thüringer Netkom bringt Glasfaserdirektanschlüsse bis auf den Rennsteig. Mit einem symbolischen Lichtfest werden die Glasfaseranschlüsse der traditionsreichen Rennsteighotels Tanzbuche, Heuberghaus und Spießberghaus freigeschaltet.

28. April 2022

Die SRH-Kliniken in Thüringen und Sachsen-Anhalt nutzen künftig das Thüringer Rechenzentrum zur Speicherung sensibler Daten. Die Datensicherung in dem Hochsicherheitsrechenzentrum betrifft vor allem Kliniken in Gera, Suhl, Naumburg und Zeitz.

31. Januar 2022

Das denkmalgeschützte Gebäude der Thüringer Netkom (TNK) in Weimar wird Standort des neuen digitalen ARD-Kultur-Kanals. Die Anmietung für ARD Kultur wurde möglich, weil die TNK eine Verlegung ihres Unternehmenssitzes in einen Neubau auf dem TEAG-Campus in Erfurt geplant hat.

17. Februar 2022

Sturmtief Ylenia verursacht Stromausfälle bei bis zu 16.000 Kunden in weiten Teilen Süd- und Ostthüringens. Bis zum Abend können Störungsteams der TEN Thüringer Energienetze alle Kunden bis auf Einzelfälle wieder ans Netz bringen.

13. April 2022

Die TEAG hat sich auch im zweiten Corona-Jahr stabil entwickelt. Die Umsatzerlöse betragen 2021 insgesamt 1,859 Milliarden Euro – ein leichter EEG-bedingter Rückgang gegenüber Vorjahr. Der Konzern-Gewinn vor Steuern liegt mit 102 Millionen Euro genau auf Vorjahresniveau.

24. Juni 2022

Das Bundeswirtschaftsministerium BMWK ruft die Alarmstufe für die deutsche Gasversorgung aus. Grund ist die deutliche Reduzierung der Gaslieferungen durch die Pipeline Northstream 1 des russischen Gazprom-Konzerns. Die TEAG hat bereits Vorkehrungen für den Fall einer Liefermengenreduzierung bis hin zum Gas-Lieferstopp getroffen.



Das neue Umspannwerk Jena-Hardenbergweg war ein erfolgreiches Gemeinschaftsvorhaben der Stadtwerke Jena Netze und der TEN Thüringer Energienetze GmbH. (im Bild v. li.) Dr. Andreas Roß, TEAG-Technikvorstand, Kristin Weiß, Geschäftsführerin SW Jena Netze, Thomas Nitzsche, Oberbürgermeister Jena

8. September 2022

Die Thüringer Netkom gewinnt die Ausschreibungen zum Glasfaserausbau im Amt Wachsenburg (Landkreis Gotha). Knapp sieben Millionen Euro investiert die TEAG-Kommunikationstochter dort eigenwirtschaftlich in Glasfaserdirektanschlüsse u. a. für 2.200 Haushalte in den Orten Ichtershausen, Eischleben und Sülzenbrücken.

23. November 2022

Der erste Großtransformator für das neue CATL-Umspannwerk Wachsenburg ist per Schwertransport aus Regensburg eingetroffen. Künftig soll das Umspannwerk Wachsenburg mit jeweils zwei 87 Tonnen schweren Haupttransformatoren die Batteriefabrik CATL am Gewerbegebiet Erfurter Kreuz sicher mit Strom versorgen.

19. Dezember 2022

Die Gemeinde Nobitz (Altenburger Land) und die TEAG bleiben Partner bei der Gasversorgung. Der Konzessionsvertrag Gas wurde um weitere zehn Jahre verlängert. Betreut wird das Gasnetz von der TEN Thüringer Energienetze vom Servicestandort Weida aus.

4. Oktober 2022

Die Thüringer Netkom investiert eigenwirtschaftlich 6,2 Millionen Euro für den Glasfaserausbau in der Verwaltungsgemeinschaft Fahner Höhe. Circa. 2.700 Haushalte in Gräfentonna, Döllstädt und Dachwig bekommen so Glasfaserdirektanschlüsse. Die TNK plant zudem den Glasfaserausbau für weitere Orte in der VG Fahner Höhe.

7. Dezember 2022

Nach rund zweijähriger Bauzeit ist das neue Umspannwerk Jena-Hardenbergweg in Betrieb gegangen. Das neue Umspannwerk war ein Gemeinschaftsvorhaben von TEN Thüringer Energienetze und Stadtwerke Jena Netze. Es wird rund ein Drittel der Stadt Jena versorgen.

22. Dezember 2022

Die Ski-Arena Silbersattel Steinach bekommt zum Saisonstart eine stärkere Stromversorgung. TEN Thüringer Energienetze verstärkt die Stromversorgung für Thüringens größtes Skigebiet „Ski-Arena Silbersattel“ mit einem neuen Mittelspannungstrafo. Dies macht den zusätzlichen Einsatz von Dieselgeneratoren ab sofort überflüssig.

LAGEBERICHT

für das Geschäftsjahr
vom 1. Januar 2022 bis zum 31. Dezember 2022

Zusammengefasster Lagebericht 2022

Die TEAG Thüringer Energie AG, Erfurt (TEAG), hat für das Geschäftsjahr einen gemäß den §§ 315 Abs. 3 und 298 Abs. 2 HGB zusammengefassten Lagebericht und Konzernlagebericht aufgestellt. In diesem wurde der Geschäftsverlauf des Geschäftsjahres sowie die erwartete und zukünftige Entwicklung im gesamten TEAG-Konzern dargestellt. Die TEAG ist als Mutterunternehmen wesentlicher Bestandteil des TEAG-Konzerns. Sofern sich abweichende Entwicklungen für die TEAG ergaben, wurden diese gesondert dargestellt.

I Grundlagen des TEAG-Konzerns

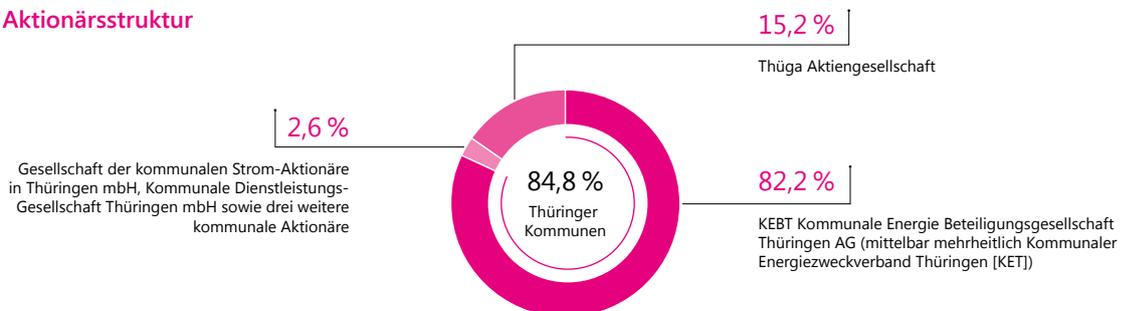
I.1 Geschäftsmodell

Struktur und Organisation

Wir als TEAG-Unternehmensgruppe sind ein Energieversorgungs- und Energiedienstleistungsunternehmen mit Systemverantwortung in Thüringen und zählen mit über 500.000 Kunden bundesweit zu den größten kommunalen Energieversorgern und Infrastrukturdienstleistern. Dabei deckt unser Angebotsspektrum die ganze Bandbreite an energiewirtschaftlichen Leistungen ab: Neben den klassischen Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Netze und Vertrieb, umfasst unser Geschäftsmodell weitere Tätigkeiten wie Telekommunikations-, Mobilitäts-, Mess- und Servicedienstleistungen. Wir erbringen unsere Leistungen sowohl auf regulierten als auch auf wettbewerblichen Märkten.

Mit unseren rund 2.000 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern, verteilt auf 24 Standorte, sind wir flächendeckend in Thüringen vertreten. Unsere regionale Verbundenheit zeigt sich in unserer dezentralen Struktur und der damit einhergehenden Kundennähe sowie der kommunalen Eigentümerstruktur. Aktuell sind rund 620 Thüringer Kommunen mit insgesamt 84,8 Prozent an unserem Unternehmen beteiligt. Ihre Interessen bündeln die Kommunen im Wesentlichen über den Kommunalen Energiezweckverband Thüringen, Erfurt (KET), sowie nachgeordnet über die KEBT Kommunale Beteiligungsgesellschaft Thüringen AG, Erfurt (KEBT). Weitere Anteile an unserem Unternehmen hält die Thüga Aktiengesellschaft, München (Thüga), mit 15,2 Prozent.

Aktionärsstruktur

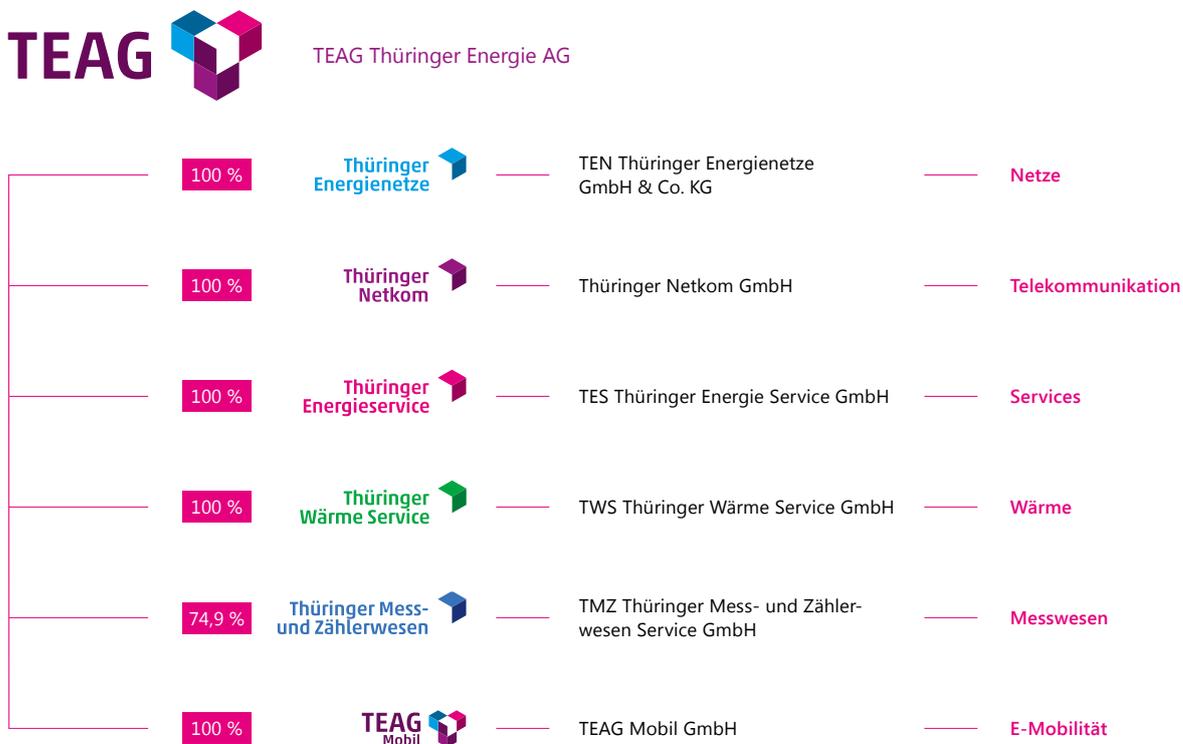


Unser Konzern umfasst neben der TEAG als Mutterunternehmen insgesamt 60 Beteiligungen an Stadtwerken, Energie- und Dienstleistungsunternehmen. Der Konsolidierungskreis im Rahmen des Konzernabschlusses schließt neben der TEAG 6 verbundene, vollkonsolidierte sowie 17 assoziierte, nach der Equity-Methode bewertete Unternehmen ein. Auf eine Konsolidierung der übrigen verbundenen bzw. assoziierten Unternehmen wurde aufgrund der untergeordneten Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns verzichtet. Zu den verbundenen, vollkonsolidierten Gesellschaften gehören neben der TEAG, die TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG, Erfurt (TEN), die Thüringer Netkom GmbH, Weimar (TNK), die TES Thüringer Energie Service GmbH, Jena (TES), die TWS Thüringer Wärme Service GmbH,

Rudolstadt (TWS), die TMZ Thüringer Mess- und Zählerwesen Service GmbH, Ilmenau (TMZ) sowie die TEAG Mobil GmbH, Erfurt (TMO).

Mit dem Geschäftsjahr 2022 wird die TMO erstmals in den Konzernabschluss der TEAG einbezogen. Das Geschäftsfeld Elektromobilität bauen wir seit dem Jahr 2011 aktiv auf; mit dem Ziel, die Geschäftschancen der Elektromobilität zukünftig noch besser zu nutzen, wurden im Berichtsjahr die Aktivitäten zum weiteren Aufbau und der Ingangsetzung eines eigenständigen Unternehmens begonnen. Ihren operativen Betrieb nimmt die TMO zum 1. Januar 2023 auf.

Die Führung unseres Konzerns erfolgt durch das Mutterunternehmen TEAG.



Die Geschäftsgrundlage unseres Unternehmens bilden unsere „7 Netze“. Dieser integrierte Ansatz umfasst den Ausbau und Betrieb unserer Netze für:

- Strom,
- Erdgas,
- Glasfaser/450-MHz-Funknetz,
- Wärme,
- Straßenbeleuchtung,
- Elektromobilität sowie
- Wasser (incl. Dienstleistungen im Rahmen von Betriebsführungen).

Unsere bisherige „5 Netze“-Strategie wird durch den Aufbau eines umfassenden Ladesäulennetzes für E-Fahrzeuge sowie zukünftig auch Betriebsführungsdienstleistungen im Geschäftsfeld Wasser ergänzt.

Der Betrieb unserer Netze erfolgt durch unsere Tochtergesellschaften TEN, TNK und TWS. Aktuell stehen ein rund 40.000 Kilometer (km) langes Strom- und Erdgasnetz sowie ein rund 6.600 km langes eigenes bzw. angemietetes Glasfasernetz zur Verfügung. Die Länge unseres Wärmenetzes beträgt 69 km. Die Netze für Straßenbeleuchtung umfassen rund 9.800 Lichtpunkte in langfristiger Betriebsführung. Im Bereich Elektromobilität sind wir für den Betrieb von mehr als 100 Schnell- sowie 220 Normalladepunkten verantwortlich.

Beschreibung der Geschäftstätigkeit

Unsere Geschäftstätigkeit als integriertes Energieversorgungs- und Energiedienstleistungsunternehmen unterteilt sich in die folgenden 8 Bereiche:

- Energieerzeugung und Wärme,
- Strom- und Gasnetz,
- Energievertrieb,
- Elektromobilität und Ladenetzinfrastruktur,
- Messwesen,
- Telekommunikation,
- Beteiligungen und
- Sonstiges (Dienstleistungen, incl. Gasspeicher).

Die Nutzung erneuerbarer Energien und effizienter Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) bilden die Grundlage unserer Geschäftstätigkeit im Bereich **Energieerzeugung und Wärme**. Im Bereich der konventionellen Energieerzeugung betreiben wir moderne, hocheffiziente Erdgaskraftwerke mit KWK, die wesentlich zur klimaschonenden und nachhaltigen Erzeugung beitragen. Gleichzeitig fördern wir die regionale und überregionale Entwicklung der erneuerbaren Energien, deren Ausbau in Deutschland zunehmend auch im Hinblick auf das Thema Versorgungssicherheit und Unabhängigkeit von ausländischen Energieimporten an Bedeutung gewinnt. Neben dem Betrieb von 3 eigenen Wasserkraftwerken unterstützen wir mit verschiedenen Kooperationspartnern daher auch den Ausbau der Photovoltaik (PV). In diesem Geschäftsbereich sind wir mit der Innosun GmbH, Erfurt (Innosun), der eness GmbH, München (eness), und der TEAG Solar GmbH, Erfurt (TSO), vertreten. Im Berichtszeitraum erfolgte eine Umfirmierung der bisherigen KomSolar Service GmbH, Erfurt (KomSolar) zur TSO, die für die Betreuung von Kunden aus Industrie und Gewerbe, Kommunen und Landwirtschaft, Weiterverleiher und für die TEAG-eigenen Liegenschaften zuständig ist. Im Bereich Windkraft beteiligen wir uns über die Windkraft Thüringen GmbH & Co. KG, Erfurt (WKT), einer Kooperation mit 13 Thüringer Stadtwerken und Energieversorgungsunternehmen (EVU), an der Errichtung von Windparks sowie Freiflächen-PV-Anlagen.

Über die TEN als regionalem Verteilnetzbetreiber (VNB) steht die TEAG-Unternehmensgruppe für den sicheren, effizienten und diskriminierungsfreien Betrieb der **Strom- und Gasnetze** in Thüringen. Die TEN als unabhängiger Netzbetreiber gewährleistet die gesetzlich festgelegte Trennung zwischen reguliertem Netzbetrieb und Vertrieb gemäß Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Zu den Verteilnetzen zählen neben dem TEN-eigenen 110-kV-Netz die gepachteten Strom- bzw. Gasnetze der TEAG, der NG Netzgesellschaft Schmalkalden GmbH & Co. KG,

Schmalkalden (NGS), sowie der Stadtwerke Leinefelde-Worbis GmbH, Leinefelde-Worbis (SWL). Zusätzlich zum Netzbetrieb bietet die TEN verschiedene netzbezogene Dienstleistungen an. Diese beziehen sich beispielsweise auf die Projektierung, den Bau und den Betrieb kundeneigener Anlagen und Straßenbeleuchtungen sowie ein breites Spektrum an Dienstleistungen für andere Netzbetreiber und Stadtwerke. Die TEN fungiert weiterhin als grundzuständiger Messstellenbetreiber (gMSB).

Neben der Erzeugung und dem Netzbetrieb stellt der **Energievertrieb** ein weiteres, wesentliches Geschäftsfeld unseres Unternehmens dar. Als Komplettanbieter stellen wir unseren Privat- und Geschäftskunden ein breites Angebotsspektrum an Energieprodukten und -lösungen zur Verfügung. Privat-, Gewerbe- und Industriekunden, Stadtwerke, Kommunen und Weiterverteiler versorgen wir mit Strom, Erdgas und Wärme und bieten darüber hinaus ein breites Portfolio an Dienstleistungen im Energiebereich an. Zu unserem Produktangebot für Stadtwerke und Kommunen zählen verschiedene spezifische Energielösungen, wie etwa Kooperationen bei der Nutzung erneuerbarer Energiequellen sowie die Zusammenarbeit in den Bereichen Straßenbeleuchtung und Energieeffizienz.

Neben unserer Tätigkeit in den klassischen Geschäftsbereichen Strom, Gas und Wärme hat für uns insbesondere auch das Thema **Elektromobilität** weiter stark an Bedeutung gewonnen. Im Berichtszeitraum haben wir unsere Geschäftsaktivitäten mit Inangsetzung der TMO daher in einer eigenen Tochtergesellschaft gebündelt. Die TMO ist zukünftig für die Planung, die Errichtung sowie den Betrieb von Energieinfrastruktur im Verkehrssektor incl. entsprechender Nebenanlagen verantwortlich. Ein weiterer wesentlicher Geschäftsauftrag des Unternehmens liegt im Vertrieb hiermit zusammenhängender Dienstleistungen und Produkte (z. B. im Bereich Ladelösungen und -strom). Die operative Aufnahme der Geschäftstätigkeit unserer neuen Gesellschaft erfolgt zum 1. Januar 2023.

Mit dem Geschäftsfeld **Mess- und Zählerwesen** nutzen wir gezielt die Chancen der Digitalisierung der Energiewende. Unsere Kompetenzen im Bereich Messwesen werden durch unsere Tochtergesellschaft TMZ gebündelt. Die TMZ tritt am Markt als Full-Service-Dienstleister für Messstellenbetreiber auf. Für die TEN erbringt sie Messdienstleistungen im Rahmen des konventionellen Messwesens Strom und Gas sowie des Rollouts von modernen Messeinrichtungen (mME) und intelligenten Messsystemen (iMSys). Zudem erbringt die TMZ Dienstleistungen für weitere grundzuständige und wettbewerbliche Messstellenbetreiber, und beteiligt sich so an Entwicklungen in den Bereichen Smart Metering, Smart Home, Smart Grid und Submetering.

Im Geschäftsfeld **Telekommunikation** stellen wir umfangreiche Infrastruktur- und Telekommunikationsdienstleistungen zur Verfügung. Durch die stetige Erweiterung unseres hochmodernen, thüringenweiten Glasfasernetzes im Rahmen von geförderten und eigenwirtschaftlichen Projekten bauen wir unsere Marktposition kontinuierlich aus. Die Versorgung von Städten und Gemeinden mit schnellen Internetverbindungen, sowohl in Ballungsgebieten als auch im ländlichen Raum, steht im Fokus unserer Tätigkeit. Die Vermarktung unseres stetig wachsenden Angebotes moderner Telekommunikationsprodukte für Privat- und Geschäftskunden erfolgt durch unsere Tochtergesellschaft TNK.

Aktuell halten wir als TEAG-Unternehmensgruppe **Beteiligungen** an 40 Unternehmen und 20 Stadtwerken. Dabei liegen die Beteiligungen an den Stadtwerken zwischen 16 und 74 Prozent. Durch diese aktiven Partnerschaften innerhalb der Energiebranche setzen wir auf einen kontinuierlichen Wissenstransfer und die Erzielung wichtiger Synergieeffekte.

I.2 Strategie, Ziele und Steuerungsinstrumente

Der Ausbruch des russischen Angriffskrieges gegen die Ukraine und seine energiepolitischen Auswirkungen haben uns die Bedeutung der Energiewende nicht nur als Antwort auf die Folgen des Klimawandels, sondern auch unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit deutlich vor Augen geführt. Eine Abkehr von den unsicheren Bezugsquellen und Lieferketten fossiler Energieträger muss zu einem noch entschlosseneren und schnelleren Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland führen. Die Grundvoraussetzung für das Gelingen der Energiewende liegt dabei in einem umfassenden Netzum- und -ausbau auf allen Spannungsstufen, einschließlich der Schaffung der entsprechenden Speicherkapazitäten. Da die vor uns liegenden Aufgabenfelder nur in enger Abstimmung und Zusammenarbeit zwischen dem Gesetzgeber und den ausbauenden Wirtschaftsunternehmen erfolgreich bewältigt werden können, werden wir uns mit dem Bund, mit dem Land Thüringen, mit unseren Anteilseignern, d. h. mehrheitlich den Thüringer Kommunen, mit verschiedenen Verbänden und unseren Kunden noch enger abstimmen und koordinieren. Die Grundlagen für eine nachhaltige und zukunftssichere Erfüllung unserer Aufgaben in der Energie- und Daseinsvorsorge liegen in einer kooperativen und v. a. auch proaktiven Ausgestaltung der laufenden Transformationsprozesse.

Mit dem Ziel, unsere Unternehmensgruppe als Vorreiter und zentralen Akteur der Energiewende in Thüringen zu positionieren, werden wir die wirtschaftlichen, gesellschaftlichen und politischen Prozesse daher aufmerksam begleiten, und uns

den neuen Rahmenbedingungen auch weiterhin frühzeitig stellen. Hierfür werden wir den Um- und Ausbau unserer Erzeugungsanlagen zur intensiveren Nutzung regenerativer Energiequellen weiter forcieren und unsere „7 Netze“-Strategie für die anstehenden Zukunftsaufgaben noch besser wappnen, getragen v. a. durch den anstehenden Netzum- und -ausbau. Neben der Entwicklung neuer Geschäftsmodelle in einschlägigen Zukunftsmärkten wie etwa der PV, der Windkraftenergie, dem Glasfaserausbau und dem Messwesen werden wir uns dabei ebenso den Veränderungsprozessen und Herausforderungen in unseren klassischen Geschäftsfeldern stellen. Für unsere Kunden werden wir auch hier weiterhin neue, wettbewerbsfähige Produkte und Dienstleistungsangebote entwickeln, die für größere Unabhängigkeit von kohlenstoffbasierten Energieträgern und damit für die Energieversorgung der Zukunft stehen.

Die interne Steuerung und Beurteilung unserer wirtschaftlichen Entwicklung und unserer Ziele basieren auf einheitlichen Kennzahlen. Zu unseren wichtigsten Steuerungsgrößen zählen das Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA), das Ergebnis vor Steuern (EBT) und der Jahresüberschuss. Zusätzlich zur weiteren Veranschaulichung werden im vorliegenden Lagebericht weitere Kennzahlen präsentiert. Hierzu gehören u. a. folgende finanzielle bzw. nichtfinanzielle Leistungsindikatoren: Cashflow, Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagevermögen, Erzeugungs- und Absatzmengen sowie Umwelt- und Arbeitnehmerbelange.

II Wirtschaftsbericht

II.1 Gesamtwirtschaftliche und branchenbezogene Rahmenbedingungen

II.1.1 Ukraine-Krise und Energiewirtschaft

Russland galt lange Zeit als einer der wichtigsten Versorger der EU-Staaten mit fossilen Energieträgern wie Öl, Kohle und Gas. Noch bis vor Kurzem importierte die Bundesrepublik Deutschland einen Großteil ihres jährlichen Primärenergieverbrauches aus Russland. Die Abhängigkeit beim Gas lag dabei ungleich höher als bei Öl oder Kohle; hier beliefen sich die Importmengen auf rund 55 Prozent des Gesamtbedarfs (gegenüber 34 Prozent Öl, 26 Prozent Kohle). Nach Ausbruch des Ukraine-Krieges und Inkrafttreten der Wirtschaftssanktionen gegen Russland, kam es im Jahresverlauf zu einer drastischen Reduktion der Importmengen, insbesondere im Gasbereich. Dies führte, begleitet von weiteren, krisenverschärfenden Effekten (wie etwa einem bereits zum Ende des Vorjahres gehobenen Energiepreisniveau sowie geringeren Einspeisemengen aus norwegischen Wasserkraft- und französischen Atomkraftwerken in den europäischen Binnenmarkt) zu einer in ihrer Dimension historisch einmaligen und weitreichenden Energiemarktkrise in Deutschland und Europa. Binnen kürzester Zeit vervielfachten sich die Einkaufspreise für Primärenergie und gipfelten, insbesondere im dritten Quartal des Geschäftsjahres, in immer neuen Preisextremen.

An der Leipziger Energiehandelsbörse „European Energy Exchange“ (EEX) verzehnfachten sich die Preise für den Bezug von Strom mitunter; so kostete Ende August eine MWh Strom zwischenzeitlich mehr als 1.000 € (gegenüber rund 80 € Ende 2021). Im Gasbereich erreichte diese Entwicklung ihren Höhepunkt in einer zuweilen bis zu Verzwanzig-

fachung der sog. „Day-ahead“-Preise (325 € pro MWh gegenüber rund 15 € zu Beginn des Vorjahreszeitraumes). Da der drastische Anstieg der Großhandelspreise im Wesentlichen auch die Energiebezugskosten für alle nachgelagerten Instanzen mitbestimmt, erhöhte dies massiv den Druck in der gesamten Branche – von den großen EVUs, über die Stadtwerke und Industriekunden, bis hin zu den privaten Haushaltskunden. Insbesondere in Bezug auf die privaten Endverbraucher ist jedoch davon auszugehen, dass die Preisentwicklungen des Jahres 2022 diese, infolge verschiedener zeitverzögernder Effekte, wie etwa der sog. „rollierenden Beschaffung“ von EVUs sowie der weit verbreiteten, allgemeinen Abrechnungspraxis in jährlichen Abrechnungszyklen, wohl erst in den Folgejahren vollständig erfassen werden.

Während die realwirtschaftlichen Krisenfolgen die Gesellschaft also erst zeitverzögert erreichen, sahen sich EVUs hingegen von Beginn an von der massiven Verknappung auf den Beschaffungsmärkten betroffen. Als Reaktion auf die Ukraine- und Energiemarktkrise haben wir verschiedene Vorkehrungen getroffen; so haben wir u. a. einen regelmäßig tagenden Krisenstab eingerichtet, unsere Beschaffungspolitik überarbeitet, unseren Gasspeicher weiter befüllt und uns noch intensiver mit unseren Kunden, Lieferanten, verschiedenen Verbänden und dem Gesetzgeber abgestimmt. Der mit dem Ausbruch der Ukraine- und Energiemarktkrise entstandene neue „Status quo“ auf den europäischen Energiemärkten zwingt uns zur Suche nach neuen, flexiblen Beschaffungslösungen.

II.1.2 Konjunktur und Markt

Volkswirtschaftliche Entwicklungen

Die Entwicklung der deutschen Volkswirtschaft wurde insbesondere durch die Auswirkungen der Ukraine- und Energiemarktkrise geprägt. Die anhaltende Corona-Pandemie führte weiterhin zu Verzögerungen in den globalen Lieferketten. Mit den herausfordernden geopolitischen Rahmenbedingungen verkomplizierte sich branchenübergreifend die Situation der – von ihren Außenhandelsbeziehungen stark abhängigen – deutschen Volkswirtschaft. Die hohen Inflationsraten, in Verbindung mit dem extremen Anstieg beim Bezug von Raum- und Prozesswärme sowie der Verknappung energieintensiver Rohstoffe und Vorprodukte, stellten viele Unternehmen vor große Herausforderungen.

Im letzten Quartal des Jahres lag die durchschnittliche Inflationsrate nach Verbraucherpreisindex bei rund 10 Prozent. Mit der Intention, das Inflationswachstum zu stoppen, hob die Europäische Zentralbank ihren Leitzins nach Jahren der Niedrigzinspolitik mehrfach an. Infolge der Zinserhöhungen waren und werden viele Unternehmen von entsprechenden Zinsänderungsrisiken betroffen sein, die Kosten für Unternehmenskredite steigen.

Mit dem Ziel, die wirtschaftlichen und sozialen Folgewirkungen der Energiemarktkrise und der hohen Inflation zu begrenzen, beschloss die Politik verschiedene Hilfs- und Entlastungsmaßnahmen für Wirtschaft und Gesellschaft. Für das Geschäftsjahr 2022 geht das ifo-Institut unter Einbeziehung der politischen Konjunkturmaßnahmen, trotz der schwierigen Rahmenbedingungen, von einem Wachstum des deutschen Bruttoinlandsproduktes von +1,8 Prozent aus (Vorjahr: +2,7 Prozent). Die Thüringer Wirtschaft wuchs im Berichtszeitraum um +1,9 Prozent. Die Arbeitslosenquote im Freistaat lag bei 5,3 Prozent (Vorjahr: 5,6 Prozent).

Energiemarkt und -preise

Nach vorläufigen Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB) sank der Gesamtenergieverbrauch in Deutschland im Berichtszeitraum um rund -4,7 Prozent. Die extrem

gestiegenen Energiemarktpreise sowie die Anforderungen der Bundesregierung zum Einsparen von Energie, führten zu merklichen Einspareffekten sowie zu, v. a. mittel- bis langfristig wirksamen, Investitionen in die Energieeffizienz. Insbesondere beim Erdgasverbrauch in Deutschland war infolge der drastischen Preissteigerungen am Markt ein deutlicher Rückgang gegenüber dem Vorjahr zu verzeichnen. Einen verbrauchssenkenden Effekt hatte auch die im Vergleich zum Vorjahr – sowie gegenüber dem langjährigen Mittel – durchschnittlich mildere Temperatur. Verbrauchssteigernde Effekte ergaben sich aus der Zunahme der Bevölkerung. Den Gesamtenergieverbrauch in Deutschland beziffert die AGEB für das Geschäftsjahr 2022 auf insgesamt rund 11.829 Petajoule (PJ).

Der Stein- und Braunkohleeinsatz zur Stromerzeugung nahm deutlich zu: Zum einen verbesserte sich die relative Erlössituation gegenüber Gaskraftwerken, zum anderen substituierte die Kohleverstromung fehlende Kapazitäten aus den Bereichen Wasser- und Kernenergie (zum Jahreswechsel war es zur planmäßigen Abschaltung mehrerer deutscher Kernkraftwerke gekommen).

Die erneuerbaren Energien steigerten ihren Beitrag zum Primärenergieverbrauch 2022 um +4,4 Prozent auf insgesamt 2.034 PJ. Die Steigerung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien resultiert v. a. aus den Bereichen Windkraft (rund +12 Prozent) und Sonnenenergie (rund +21 Prozent).

Im Geschäftsjahr stiegen die Einkaufspreise für Energie an den Beschaffungsmärkten drastisch an: Der durchschnittliche Anstieg des Strompreises am Terminmarkt gegenüber dem Vorjahr lag bei rund +235 Prozent. Das Grundlastband Strom wurde an der EEX zu einem Durchschnittspreis i. H. v. rund 299 € pro MWh gehandelt. Der durchschnittliche Anstieg des Gaspreises gegenüber dem Vorjahr lag bei rund +249 Prozent. Der Energieträger Gas wurde am Terminmarkt zu einem durchschnittlichen Handelspreis i. H. v. rund 119 € pro MWh vertrieben.

II.1.3 Politische und rechtliche Rahmenbedingungen

Im Geschäftsjahr 2022 haben sich die wirtschaftlichen, politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen unseres Wirtschaftszweiges deutlich gewandelt, wobei insbesondere die rechtlichen Grundlagen der Energiewirtschaft einer hohen Veränderungsdynamik unterlagen. Die deutschland- und europaweiten Energiemärkte waren starken Volatilitäten und, als Reaktion auf den Krieg in der Ukraine, auch grundlegenden Veränderungen unterworfen. Zunehmend rückte dabei die Frage nach einer energiepolitischen Unabhängigkeit von Russland in das Zentrum der medialen und politischen Aufmerksamkeit. Zahlreiche energiepolitische Entscheidungen waren außen- und sicherheitspolitisch motiviert. Dort, wo bereits die pandemiebedingten Voraussetzungen des neuen Geschäftsjahres große planerische Hürden und Unwägbarkeiten mit sich geführt hatten, multiplizierten sich die Unsicherheiten mit Ausbruch der Energiemarktkrise um ein Vielfaches.

Neben den direkten Marktveränderungen wurde das Geschäftsjahr v. a. auch durch eine Vielzahl neuer Gesetzesinitiativen und -pakete geprägt. Entlang der gesamten Wertschöpfungskette unseres Unternehmens nahm die Zahl neuer gesetzlicher und regulatorischer Rahmenbedingungen erheblich zu; was mitunter detail- und aufwendungsreiche Anpassungsmaßnahmen in all unseren Geschäftsbereichen erforderte. Besondere Herausforderungen ergaben sich zuweilen aus den teils sehr engen politischen Regelungsintervallen.

Insbesondere im Vertriebsbereich hatten zahlreiche neue rechtliche Rahmenbedingungen Einfluss auf unsere Geschäftstätigkeit. So machte u. a. eine Überarbeitung des EnWG eine Anpassung der bestehenden SLP- und RLM-Lieferverträge notwendig, was eine Änderung der dazugehörigen Vertragsdokumente, Rechnungen sowie der Allgemeinen Geschäftsbedingungen nach sich zog. Die von der Bundesregierung beschlossene Gas-, Wärme- und Strompreisbremse führte, insbeson-

dere zum Jahresende, zu umfangreichen Umsetzungsaufgaben. Mit dem Gesetz zur temporären Umsatzsteuersenkung auf Gas- und Fernwärmelieferungen erfolgte ferner eine Senkung der Umsatzsteuer für den Zeitraum vom 1. Oktober 2022 bis zum 31. März 2024 auf 7 Prozent. Auch im Netzbereich hatten zahlreiche Neuregelungen Auswirkungen auf uns. Neben der EnWG-Novelle kam es u. a. zu einer Novellierung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) sowie des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG), was entsprechende Anpassungen bedingte. Auch im Bereich erneuerbare Energien wurden verschiedene, teils richtungsweisende Gesetzesvorhaben auf den Weg gebracht: Als Teil des sog. „Osterpakets“ soll etwa das neue sog. „Wind-an-Land“-Gesetz zukünftig den Onshore-Ausbau von Windkraftanlagen über die Ausweisung ambitionierterer, verbindlicher Flächenziele deutlich beschleunigen. Das Bundesverfassungsgericht setzte zudem ein Teil des sog. „Thüringer Waldgesetzes“ außer Kraft und erklärte das Verbot von Windkraftanlagen in Thüringer Wäldern für nichtig. Auch der Umsetzungsprozess zum sog. „Redispatch 2.0“ wurde weitergeführt, der uns als VNB zu einer tragenden Säule im Engpassmanagement macht. Das neue Energiefinanzierungsgesetz soll, nach dem Wegfall der EEG-Umlage zum 1. Juli 2022, mit Beginn des ersten Quartals des Folgejahres zu einer Neuregelung in der Finanzierung der Förderkosten der erneuerbaren Energien führen. Unseren Untergrundspeicher in Allmenhausen (UGS Allmenhausen) haben wir im dritten Quartal des Jahres vollständig mit Gas befüllt, und damit den Anforderungen des sog. „Gasspeicherbefüllungsgesetzes“ Rechnung getragen.

Im Berichtszeitraum einigten sich die Mitgliedstaaten der Europäischen Union (EU) zudem auf eine Reform des EU-Emissionshandels: Die Vergabe von CO₂-Zertifikaten soll zukünftig schneller beschränkt werden, als bisher vorgesehen. Kostenlose Emissionsberechtigungen sollen schrittweise auslaufen. Zur Entlastung von Bürgern sprach sich die EU für die Einrichtung eines sog. „Klima-

sozialfonds“, der Mehrausgaben von Verbrauchern im Zusammenhang mit der Energiewende abfangen soll, sowie für die Einführung einer Art „CO₂-Zolls“ an den europäischen Außengrenzen aus. Dieser soll europäische Unternehmen zukünftig besser vor günstigen, aber klimaschädlichen Importprodukten schützen.

Der sog. „Notfallplan-Gas“ der Bundesregierung wurde bis zum Ende des Geschäftsjahres, auch infolge der Krisenvorkehrungen der EVUs, nicht vollständig aktiviert. Die EU-Staaten einigten sich auf eine gemeinsame Einkaufsstrategie im Gasbereich sowie auf die Einführung eines europäischen Gaspreisdeckels; demnach sollen Großhandelspreise an den europäischen Beschaffungsmärkten zukünftig unter bestimmten Umständen gedeckelt werden können. Im vierten Quartal des Jahres beschloss die Bundesregierung zudem ein Soforthilfegesetz für Letztverbraucher von leitungsgebundenem Erdgas und Wärmekunden, das sog. „Erdgas-Wärme-Soforthilfegesetz“. Die gefassten Beschlüsse führten insgesamt auch zu ersten Entspannungssignalen.

Im Verlauf des Geschäftsjahres kam es zu einem eingehenden Wandel zahlreicher wirtschaftlicher, politischer und rechtlicher Rahmenbedingungen der Energiewirtschaft in Deutschland und Europa. Zahlreiche Planungsprämissen standen, teils auch unvermittelt, zur Disposition. Die Grundlagen einer erfolgreichen Geschäftsentwicklung unserer Unternehmensgruppe, insbesondere vor dem Hintergrund der aktuellen Marktumbrüche, liegen dabei auch in der Schaffung eines stabilen und kohärenten ordnungspolitischen Handlungsrahmens.

II.2 Geschäftsverlauf

II.2.1 Energieerzeugung und Wärme

II.2.1.1 Entwicklungen im Wärme- und Erzeugungsgeschäft

Maßnahmen im Bereich konventionelle Kraftwerkserzeugung

Im Geschäftsjahr 2022 haben sich die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen rund um den Betrieb konventioneller Heizkraftwerke verändert. Das geringere Angebot an den Beschaffungsmärkten, insbesondere im Gasbereich, hatte und hat beträchtliche Auswirkungen auf das Erzeugungsgeschäft. Daher haben wir im Berichtszeitraum auch unsere Planungsprämissen überarbeitet.

In Vorbereitung einer möglichen Gasmangel-lage haben wir frühzeitig mit der Ausarbeitung entsprechender Krisenpräventionspläne begonnen. Am Standort unseres Heizkraftwerkes Rudolstadt/Schwarza (HKW Schwarza) wurden – angesichts eines möglicherweise eintretenden Gasverstromungsverbotes im Kontext des sog. „Notfallplans Gas“ der Bundesregierung – verschiedene alternative Fahrweisen unserer Kraftwerksanlagen geprüft. Für den Einsatz von Heizöl wurden sowohl die technischen und operativen als auch die genehmigungsrechtlichen Voraussetzungen geschaffen. Mit einem Lieferanten wurde eine entsprechende Lieferkette vereinbart. Im dritten Quartal erfolgte die Genehmigung des Gesetzgebers, die bisherigen Einschränkungen für eine Ölfahrweise der Anlagen für den Zeitraum einer möglichen Ausrufung der Alarm- und Notfallstufe aufzuheben.

Kraftwerksmodernisierung und Effizienzmaßnahmen

Am Standort unseres Heizkraftwerkes Jena (HKW Jena) konnten durch die konsequente Fortführung unserer Erweiterungs- und Modernisierungsarbeiten wichtige Meilensteine auf dem Weg zur Fertigstellung unserer hochmodernen und v. a. -effizienten Gasmotorenanlage genommen werden. Gemeinsam mit der TEN und der TMZ erfolgte im dritten Quartal des Jahres eine erste Netzschaltung des neuen 110-kV-Transformators. Im vierten Quartal fand eine erste zeitgleiche Einspeisung aller 5 Gasmotoren in das öffentliche Stromnetz mit einer elektrischen Leistung von insgesamt 63 MW statt. Alle Einspeisungen wurden durch den TÜV be-

gleitet und testiert sowie dem Netzbetreiber TEN angezeigt und durch diesen bestätigt.

Die Investition erhöht die Flexibilität und den Wirkungsgrad der Gasmotorenanlage und senkt deren Emissionswerte signifikant. Insbesondere in Verbindung mit dem von uns neu errichteten Druckwärmespeicher dient sie als ein idealer Komplementär zur Stromerzeugung aus den volatilen erneuerbaren Energien. Mit dem Anwachsen der Energieerzeugung aus schwankenden Quellen wird der Bedarf an hochflexibler, gesicherter Leistung weiter steigen. Die Anlage ist daher ein unverzichtbares Element zur Gewährleistung der Stromnetzstabilität. Im Rahmen der Modernisierungsarbeiten wurden im Berichtszeitraum zudem erste bautechnische Vorbereitungen für den zukünftigen Einsatz von alternativen Betriebsstoffen, wie etwa grünem Wasserstoff, getroffen.

Erwerb notwendiger Emissionszertifikate

Die Beschaffung von CO₂-Zertifikaten hat weiter an Bedeutung gewonnen. Als Reaktion auf die drastischen Entwicklungen am Energiemarkt, insbesondere auf die stark gestiegenen Bezugspreise, wurde eine vom Gesetzgeber für 2022 geplante Preisanpassung der Zertifikate auf das Jahr 2023 verschoben. Für die Jahre 2024 und 2025 wurden, zur Entlastung von Privathaushalten und Wirtschaft sowie zur Dämpfung der Inflation, geringere Anhebungen beschlossen, als ursprünglich vorgesehen. Der geplante Emissionspreis für eine Tonne CO₂ für die Jahre 2023, 2024 und 2025 liegt bei nunmehr 30 €, 35 € bzw. 45 €.

Trotz der komplexen Marktsituation verlief die vierte europäische Emissionshandelsperiode planmäßig. Unsere langfristige Beschaffungsstrategie hat sich, auch im Hinblick auf die aktuellen Marktturbulenzen, bewährt.

Projekte im Bereich „Kalte Nahwärmenetze“

Durch sog. „kalte Nahwärmenetze“ wird Umweltwärme aus der Erde, der Luft oder auch aus Gewässern entzogen und über Verteilnetze an Abnahmestellen, wie etwa Privathaushalte, weitergegeben.

Kalte Nahwärmenetze stellen eine besonders innovative und nachhaltige Form der Wärmeversorgung dar und gelten, insbesondere im ländlichen Raum, als eine der besten Möglichkeiten, die Wärmewende schnell und kostengünstig umzusetzen. Die Nutzung von Umweltwärme trägt sowohl bei Neu- als auch bei Bestandsbauten maßgeblich zur Reduktion von klimaschädlichen CO₂-Emissionen bei. Der Ausbau entsprechender Netze gehört daher zu den grundlegenden Zielen der TWS.

Im Geschäftsjahr wurden die Arbeiten an Thüringens erstem kaltem Nahwärmenetz in Werther fertiggestellt. Am Standort Werther wird dem Erdboden Wärme auf einem Temperaturniveau von 2° bis 10° C entzogen. Die gewonnene Wärmeenergie wird beim Endverbraucher mittels Wärmepumpen auf ein nutzbares Heizniveau angehoben. Das Projekt hat im Berichtszeitraum den „ZfK-NachhaltigkeitsAWARD“ Gold in der Kategorie Energie erhalten.

Ein weiteres kaltes Nahwärmenetz entsteht derzeit im thüringischen Neumühle/Elster. Das Projekt nutzt im Unterschied zum Standort Werther die Möglichkeiten der sog. „Wasserverthermie“: Einem lokalen Flussgewässer wird hierbei ganzjährig Wärme in einem Temperaturspektrum von 2° bis 15° C entzogen und anschließend durch Wärmepumpen auf ein nutzbares Temperaturniveau gebracht. Die so gewonnene Umweltwärme kommt u. a. in verschiedenen kommunalen Gebäuden zum Einsatz. Durch die neue Technologie können in der Gemeinde pro Jahr bis zu 300 t CO₂ eingespart werden.

Weitere kalte Nahwärmenetze bzw. Erschließungspotenziale an verschiedenen Standorten befinden sich in Planung. Über die genannten Projekte hinaus ist die TWS u. a. als Netzwerkinfrastruktur für Thüringen im deutschlandweiten Netzwerk „Grüne Fernwärme“ aktiv.

Quartiersprojekte mit dezentraler Fernwärmeversorgung

In Zusammenarbeit mit verschiedenen Kommunen, Stadtwerken und der Wohnungswirtschaft arbeiten wir an der Umsetzung klimafreundlicher Quartiersprojekte. Hierzu gehört auch der Ausbau der dezentralen Fernwärmeversorgung auf Grundlage erneuerbarer Energien. Im Berichtszeitraum haben wir im Rahmen verschiedener Quartiersprojekte u. a. die Errichtung hocheffizienter sog. „innovativer KWK-Systeme“ (iKWK-System) fortgeführt. Als moderne Strom-Wärme-Systeme bestehen diese aus mehreren Einzelkomponenten, die über eine zentrale Steuer- bzw. Regelungseinheit miteinander verbunden sind. Im Rahmen unserer Quartiersprojekte bieten wir, gemeinsam mit unseren Tochterunternehmen und weiteren Kooperationspartnern, zudem ein umfassendes und breit gefächertes Dienstleistungspaket aus den Bereichen Telekommunikation, Straßenbeleuchtung und E-Mobilität an.

Im Quartiersprojekt **Weida** wird von uns die Errichtung eines ersten iKWK-Systems realisiert. Ein Blockheizkraftwerk (BHKW) wird in ein intelligentes Steuerungssystem integriert, über das es mit leistungsfähigen Wärmepumpen, mehreren Erdsonden, einem Elektrokessel sowie entsprechenden Speicherkapazitäten verbunden ist. Neben den verschiedenen Erzeugungsanlagen im Bereich der erneuerbaren Energien wird auch ein Verteilnetz errichtet. Die regenerativen Wärmelösungen basieren im Wesentlichen auf der Nutzung von Luftwärme im Sommer- bzw. auf der Nutzung von Erdwärme im Winterbetrieb. Die Fertigstellung der KWK-Anlage bzw. die Inbetriebnahme des iKWK-Systems ist für 2023 vorgesehen. In Weida werden von uns derzeit rund 1.500 Haushalte mit Fernwärme beliefert, eine Erweiterung des Kundstammes ist vorgesehen. Die am Standort produzierte und verbrauchte Wärme wird zukünftig zu rund 35 Prozent CO₂-neutral sein.

In **Gera-Langenberg** ist die Errichtung eines zweiten iKWK-Systems in Form eines hybriden BHKW mit Wärmepumpen und einem Elektrokessel vorgesehen. Ähnlich einer Erdwärmeheizung kommt als regenerative Energiequelle die sog. „Flusstermie“ zum Einsatz: Mittels eines Wärmeübertragers wird einem lokalen Fließgewässer Wärme entzogen und über eine Wärmepumpe auf ein nutzbares Heizniveau gebracht. In Gera-Langenberg werden von uns derzeit rund 1.300 Haushalte mit Fernwärme beliefert.

Sonstige Entwicklungen im Dienstleistungsgeschäft

Neue Marktanforderungen, u. a. im Zusammenhang mit dem Thüringer Klimaschutzgesetz sowie mit einschlägigen Fördermechanismen, führten im Geschäftsjahr zu einem erhöhten Beratungsbedarf bei unseren Kunden. In der Folge kam es zu einer Erweiterung des Dienstleistungsgeschäftes der TWS, u. a. in Form konzeptioneller und ingenieurechnischer Projektberatungen beispielsweise an den Standorten Eisenach, Neuhaus am Rennweg, Greiz, Schmölnn und Bad Blankenburg. Unsere Beratungs- und Dienstleistungsangebote richten sich dabei insbesondere auch an kleinere Stadtwerke und Kommunen.

Im Geschäftsjahr 2022 hat die TWS ein Qualitätsmanagementsystem (QMS) nach DIN EN ISO 9001 eingeführt. Im zweiten Quartal des Jahres wurde das QMS durch den TÜV erfolgreich zertifiziert.

II.2.1.2 Erneuerbare Energieerzeugung

Im Geschäftsfeld Windkraft erfolgt unsere Energieerzeugung über WKT, an der die TEAG insgesamt 7,1 Prozent der direkten Anteile hält. Die WKT bündelt unsere Kompetenzen bei der Errichtung und dem Betrieb von Windenergieprojekten. Im Berichtszeitraum wurde die im Vorjahr beschlossene Erweiterung des Geschäftszwecks um größere PV-Projekte und zugehörige Infrastrukturanlagen incl.

entsprechender Speichertechnologien mit ersten konkreten Projektansätzen verfolgt. Zukünftig sind zudem die Entwicklung und Vermarktung von Grünstrom-PPA-Modellen (sog. „Power Purchase Agreements“) geplant. In Nordthüringen verfolgt die WKT, gemeinsam mit weiteren regionalen Partnern und mit Unterstützung der TSO, ein PV-Freiflächenprojekt im Umfang von 20 MWp. Im Berichtszeitraum wurden zudem verschiedene Kooperationsprojekte in strategischen Partnerschaften mit Projektentwicklern weiter vorangetrieben. Ein Windpark mit rund 16 MWp Leistung befindet sich derzeit in der Erwerbsphase. Im Windjahr 2022 führten die Entwicklungen am Strommarkt zu Vergütungs- bzw. Marktwerten oberhalb der EEG-Vergütungssätze.

Da sowohl auf regionaler als auch auf lokaler Ebene kaum Baugenehmigungen zu erhalten sind, kommt der Ausbau von Onshore-Windkraftanlagen weiterhin nur schleppend voran. Zur Realisierung der definierten Flächenziele der Bundesregierung fehlt es nach wie vor an neu ausgewiesenen Flächenpotenzialen. Planungsverfahren zur Ausweisung neuer Windvorranggebiete dauern weiter an. Mit der Veröffentlichung des Entwurfes des Thüringer Landesentwicklungsprogrammes wurden im Berichtszeitraum Maßnahmen eingeleitet, die zur Umsetzung der Energiewende dringend benötigt werden. Das Programm legt neue, ambitionierte Flächenziele für Thüringen fest, mit denen das sog. „Wind-an-Land“-Gesetz der Bundesregierung umgesetzt werden soll. Die Zielmarke der Flächenausweisung für Thüringen liegt bis Ende 2027 bei insgesamt 1,8 Prozent.

Im Geschäftsfeld PV ist in unserer Unternehmensgruppe die TSO zuständig für die Betreuung von Industrie- bzw. Gewerbekunden, Kommunen und Stadtwerken. Sie stellt individuelle Lösungen im gewerblichen Umfeld bereit und übernimmt als Full-Service-Dienstleister Beschaffung, Planung und Bau von PV-Anlagen ab 100 kWp in Thüringen und im näheren Umkreis. Die eness ist für die

Geschäftstätigkeiten im Privatkundenbereich zuständig und projektiert Solaranlagen bis 30 kWp. Die Innosun bietet deutschlandweit die Entwicklung und Errichtung großer PV-Freiflächenprojekte für Industrie- und Gewerbekunden an.

Unter den Projektaktivitäten der TSO befinden sich thüringenweit derzeit mehrere kleinere Anlagen im Bau, mehrere Anlagen mit einer installierten Leistung von jeweils bis zu 2 MWp sind in Planung. Für verschiedene größere Projekte im Umfang von teils mehr als 5 MWp startete die Projektentwicklungsphase. Die Flächensicherung stand dabei im Zentrum der Geschäftsaktivitäten. Zukünftig soll die TSO zudem auch neue nachhaltige Geschäftsfelder erschließen.

II.2.1.3 Erzeugungsdaten

Der Beitrag unserer konventionellen Kraftwerke zur Stromerzeugung an den Standorten Jena, Bad Salzungen, Grabe, Merxleben, Ibenhain, Rudolstadt/Schwarza sowie unserer dezentralen Wärme-Contracting-Anlagen lag im Geschäftsjahr bei 428,5 GWh (Vorjahr: 656,6 GWh). Zusätzlich erzeugten unsere Kraftwerke in Jena, Bad Salzungen, Merxleben, Ibenhain und Rudolstadt/Schwarza für die angeschlossenen Wärmeversorgungsgebiete sowie die dezentralen Wärme-Contracting-Anlagen insgesamt 961,8 GWh Wärme bzw. Dampf (Vorjahr: 1.106,3 GWh). Die installierte Gesamtleistung unserer konventionellen Erzeugungsanlagen belief sich im Berichtsjahr auf 780,3 MW (thermisch) bzw. 249,9 MW (elektrisch). Unsere regenerativen Erzeugungsanlagen generierten insgesamt 12,0 GWh Strom (Vorjahr: 13,1 GWh). Dabei erzeugten unsere Laufwasserkraftwerke in Spichra, Mihla und Falken 9,1 GWh Strom (Vorjahr: 10,6 GWh). Unsere eigenen PV-Anlagen erzeugten 2,9 GWh Strom (Vorjahr: 2,5 GWh). Die installierte Gesamtleistung unserer regenerativen Anlagen beträgt (ohne TEAG-Beteiligungen und Betriebsführungen) 6,6 MWp elektrisch.

II.2.2 Strom- und Gasnetz

II.2.2.1 Netzregulierung

Das Geschäftsjahr entfiel auf das vierte (Stromnetz) bzw. fünfte Jahr (Gasnetz) der dritten Regulierungsperiode. Die dritte Regulierungsperiode umfasst die Jahre 2019–2023 (Strom) bzw. 2018–2022 (Gas). Das Geschäftsjahr wurde durch diverse Feststellungsverfahren zur Ermittlung der Erlösobergrenzen sowie verschiedene Gerichtsentscheidungen mit maßgeblichem Einfluss auf das regulierte Geschäft geprägt.

Jährliche Anpassung der Erlösobergrenzen

Zum 1. Januar 2022 erfolgte die jährliche Anpassung der Erlösobergrenze im Strom- und Gasbereich. Die Erlösobergrenze im Strombereich stieg gegenüber dem Vorjahr um +11,1 Mio. € (+2,8 Prozent). Wesentliche Kostensteigerungen erfolgten im Bereich der betrieblichen und tarifvertraglichen Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen sowie im Bereich der Kapitalkosten. Zudem stiegen die Aufwendungen infolge von Anpassungseffekten der Kostenposition im Bereich Verlustenergie.

Die Erlösobergrenze im Gasbereich stieg gegenüber dem Vorjahr um +3,8 Mio. € (+5,6 Prozent). Auch hier erfolgten wesentliche Kostensteigerungen im Bereich der betrieblichen und tarifvertraglichen Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen sowie der Kapitalkosten.

Verfahren zur Festlegung der Erlösobergrenzen

Auf das Geschäftsjahr entfiel in Bezug auf das **Stromnetz** das Antragsjahr zur Kostenprüfung für die vierte Regulierungsperiode. Neben dem Antrag zur Kostenprüfung für die Festlegung der Erlösobergrenzen kam es zudem zur Datenerhebung für die Bestimmung und Festlegung des Effizienzwertes. Die Datenerhebungen der Bundesnetzagentur (BNetzA) fanden im zweiten Quartal des Jahres statt.

Durch die BNetzA ergingen im Berichtszeitraum zudem der Beschluss zum Regulierungskonto 2020 sowie der Beschluss zum Kapitalkostenaufschlag

der Erlösobergrenze für das Jahr 2022. Die TEN stellte den Antrag zur Ermittlung und Auflösung des Regulierungskontos 2021. Zum Stichtag standen die Anhörungen und endgültigen Genehmigungen hierzu noch aus. Der Antrag zum Kapitalkostenaufschlag 2023 wurde im dritten Quartal genehmigt. Im Rahmen des Beschlussentwurfes zum Qualitätselement erließ die BNetzA einen Malus i. H. v. 763 T€ mit Wirkung auf die Erlösobergrenze 2023.

Das Verfahren am Oberlandesgericht Düsseldorf (OLG Düsseldorf), im Rahmen dessen die TEN Beschwerde gegen die Festlegung der Erlösobergrenzen für die dritte Regulierungsperiode eingelegt hatte, wurde zu Beginn des Geschäftsjahres aufgrund mangelnder Erfolgsaussichten zurückgenommen. Das Verfahren gegen die Festlegung der BNetzA zur sektoralen Produktivitätsvorgabe für Stromnetzbetreiber, gegen welches die TEN ebenfalls Beschwerde eingelegt hatte, war zum Stichtag noch nicht abgeschlossen.

Im **Gasnetz** erfolgten, bezogen auf den im Vorjahr gestellten Kostenprüfungsantrag für die vierte Regulierungsperiode, die Mitteilung über die anzuerkennenden Netzkosten sowie die Mitteilung der Überleitungsrechnung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten. Weiterhin wurden der Antrag zur Ermittlung und Auflösung des Regulierungskontos 2021 sowie der Antrag zur Genehmigung des Kapitalkostenaufschlages für 2023 gestellt.

Aufgrund mangelnder Erfolgsaussichten nahm die TEN ihre Rechtsbeschwerde gegen die Entscheidung der BNetzA zum allgemeinen Produktivitätsfaktor im Gasbereich für die dritte Regulierungsperiode zurück. Gegen eine ursprüngliche Aufhebung der BNetzA-Entscheidung in einem Parallelverfahren am OLG Düsseldorf hatte die Behörde erfolgreich Rechtsbeschwerde am Bundesgerichtshof eingelegt.

II.2.2.2 Netzführung

Gewährleistung der Netzführung

Der TEN als regionalem VNB in Thüringen kommt eine Schlüsselstellung beim Betrieb der Netzinfrastruktur zu. Das wichtigste Ziel für uns liegt im sicheren Betrieb der Netze und Anlagen unter Einhaltung aller physikalischen und technischen Parameter, um den Schutz der uns anvertrauten kritischen Infrastruktur jederzeit gewährleisten zu können. Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und die Energiewende stehen für große Veränderungen in der Erzeugungslandschaft, was in weiten Teilen zu einer Verschiebung der Systemverantwortung auf die Ebene der VNB führt. Mit dem Zuwachs von dezentralen Einspeisern müssen zunehmend auch systemische Herausforderungen, u. a. in den Bereichen Spannungshaltung, Erbringung von Regelleistung, Ausgestaltung der Schutzsysteme und Schwarzstartfähigkeit, neu gedacht bzw. aufgelöst werden. In diesem Kontext stellt sich die Frage nach geeigneten Steuermechanismen, in deren Folge sich die Rolle und Aufgaben der VNB signifikant verändern werden.

Im Geschäftsjahr 2022 fand erneut ein Überwachungsaudit zum Informationssicherheits-Managementsystem (ISMS) der TEN statt und wurde erfolgreich abgeschlossen. Im Rahmen des Audits wurden u. a. auch aktuelle Gefährdungslagen und Risiken besprochen, die sich aus der Ukraine-Krise und ihren Folgen ergeben, und ein potentiell Risiko für unseren Netzbetrieb darstellen könnten. Entsprechende Maßnahmen wurden abgeleitet.

Krisenpräventionspläne im Gas- und Strombereich

Die TEN hat vor dem Hintergrund der Ukraine- und Energiemarktkrise verschiedene Maßnahmen zur Krisenprävention im Falle einer eintretenden Unterversorgung im Gas- und Strombereich getroffen. Neben der Vorsorge in Form verschiedener präventiver Verfahrensregelungen und Krisenfahrpläne wurde mit unserer Infrastruktur ein wesentlicher Beitrag zur Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben zur Befüllung unseres Gasspeichers erbracht. Im

Hinblick auf die angespannte Erzeugungssituation im Netz des Verbandes der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber haben wir verschiedene Maßnahmen im Gas- und Strombereich getroffen. Hierzu gehört u. a. die dauerhafte Einsatzbereitschaft verschiedener Netzführungsmethoden und -werkzeuge im Rahmen der Prozesse der Strom- und Gaskaskade zum Management von Lasten und Erzeugern. Da die Führung der Energiesysteme ohne den Einsatz intelligenter Informations- und Kommunikationstechnik nicht mehr möglich ist, kommt der Informationssicherheit auch in diesem Bereich eine große Bedeutung zu.

Im Netzdispatching stellte uns die anhaltende Corona-Pandemie weiterhin vor organisatorische und planerische Herausforderungen. Die Gewährleistung einer sicheren Netzführung sowie eines sicheren Netzbetriebes haben für uns und unsere Mitarbeiter höchste Priorität. Daher erfolgte die Netzführung im Berichtszeitraum teils von mehreren, voneinander getrennten Standorten aus, um das Infektionsgeschehen in der Belegschaft weitgehend zu begrenzen.

Umsetzungsprozess zum Redispatch 2.0

Unter Redispatch versteht man die Änderung der Einsatzplanung von konventionellen und regenerativen Erzeugungsanlagen zur Energieversorgung. Durch den sog. „Redispatch 2.0“ soll es zu einem verbesserten, vorausschauenden Engpassmanagement bzw. einer Behebung von Netzengpässen, verursacht durch die fluktuierende Einspeisung erneuerbarer Energien, kommen. Die Netzführung im Zuständigkeitsbereich der TEN wird dabei zunehmend durch den Transformationsprozess von der Netz- hin zur Systemführung gekennzeichnet (sog. „Distribution System Operators 2.0“). Immer mehr Prozesse und Aufgaben, die im Strombereich bisher ausschließlich bei den Übertragungsnetzbetreibern lagen, weiten sich auf die VNBs aus. Der Redispatch 2.0 macht diese zu einer tragenden Säule im Engpassmanagement. Im Geschäftsjahr nahm die TEN,

als einer von 2 Pilotnetzbetreibern in Deutschland, am sog. „bilanzierten Redispatchprozess“ teil, durch den der Reifegrad des Prozesses weiter erhöht werden konnte. Durch den angestrebten Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen in die Energieversorgungsinfrastruktur, sowie den Rückbau von Großkraftwerken, wird der überwiegende Großteil aller Erzeugungsanlagen mittelfristig voraussichtlich auf Ebene der Verteilnetze angeschlossen sein. Dies wird zu einer entsprechend umfangreichen Ausweitung der Anforderungen an die VNBs führen.

Errichtung eines 450-MHz-Funknetzes

Die TEN führte im Geschäftsjahr die Arbeiten zur Errichtung des 450-MHz-Funknetzes weiter fort. Der Aufbau eines modernen 450-MHz-Funksystems dient der Gewährleistung der sicheren Informationsübertragung zum Zweck von Netzsteuerungsprozessen. Insbesondere vor dem Hintergrund der aktuellen Energiemarktkrise und anhaltenden Debatte zur Versorgungssicherheit erweisen sich der zügige und konsequente Auf- und Ausbau dieser neuen Technologie als eine wichtige, zukunftsfähige Entscheidung. Im Geschäftsjahr 2022 wurde die Anzahl von Funkteilnehmern in der netzdienlichen Datenübertragung weiter erhöht, Automatisierungskonzepte wurden entsprechend aktualisiert.

II.2.2.3 Dienstleistungen und Maßnahmen im nicht-regulierten Bereich

Die TEN bietet ein umfangreiches Netzdienstleistungsangebot im nicht-regulierten Bereich. Im Strombereich umfasst das Leistungsspektrum u. a. die Planung und Errichtung von kundeneigenen Anlagen und deren Instandhaltung sowie umfangreiche Dienstleistungen für Stadtwerke und Netzbetreiber. Im Gasbereich bietet sie verschiedene Dienstleistungen, wie etwa die Planung und Errichtung von entsprechenden gastechischen Anlagen, an. Einen Großteil ihres Dienstleistungsumsatzes erwirtschaftet die TEN zudem mit dem Bau von Netzanschlusslösungen für Einspeiseanlagen zur Energieerzeugung aus regenerativen Quellen. Im Rahmen von Werkleistungsverträgen erhielt die TEN im Berichtszeitraum in den

Bereichen Mittel- und Niederspannung, Gasanlagen sowie Straßenbeleuchtung Aufträge im Wert von insgesamt rund 9,6 Mio. €.

Zum Dienstleistungsangebot der TEN gehört neben der Wartung und Modernisierung von Bestandsanlagen auch die Errichtung neuer Straßenbeleuchtungspunkte auf Grundlage moderner LED-Technologie. Im Auftrag der Thüringer Kommunen erarbeitet der Netzbetreiber TEN hier individuelle Lösungen und sorgt damit für die Schaffung einer maßgeschneiderten, sparsamen und umweltfreundlichen Straßenbeleuchtung. Vor dem Hintergrund der aktuellen Energiemarktkrise und des anhaltend hohen Strompreisniveaus nahmen Anfragen zur Modernisierung von entsprechenden Beleuchtungsanlagen weiter zu. Thüringer Kommunen werden von der TEN aktiv zur Planung und Umsetzung verschiedener Möglichkeiten beraten. Kommunalen Dienstleistungskunden unterbreitet die TEN eine attraktive Komplettlösung (Projektierung, Bau, Betrieb und Wartung) zu einer kalkulierbaren Jahrespauschale. Neben dem Neubau von 596 Lichtpunkten wurde im Geschäftsjahr 2022 die energetische Sanierung von 497 Lichtpunkten weiter vorangetrieben. Die im Eigentum der TEAG befindlichen Straßenbeleuchtungsanlagen sind mittlerweile in 8 Thüringer Kommunen im Einsatz und werden langfristig durch die TEN betrieben. Insgesamt lagen in 2022 langfristige Betriebsführungsverträge für rund 9.822 Lichtpunkte in verschiedenen Betreibermodellen vor.

Im nicht-regulierten Dienstleistungsgeschäft wurde ein Umsatz i. H. v. insgesamt rund 12 Mio. € erzielt, obgleich sich die Rahmenbedingungen zur Abarbeitung von Bau-, Wartungs- und Instandhaltungsverträgen infolge von Personalengpässen und gestörten Lieferketten zunehmend schwieriger gestalten. Besonders häufig wurden die bereits angeführten Anschlusslösungen für Einspeiseanlagen aus erneuerbaren Energien realisiert. Am Standort eines großen Batterieherstellers am Erfurter Kreuz wurden wesentliche Meilensteine zur Errichtung eines neuen, leistungsfähigen Kundenumspannwerkes genommen.

II.2.2.4 Netzabsatz und Einspeisung

Stromnetz

Die gesamte Absatzmenge incl. Netzverluste und Betriebsverbrauch über das Stromnetz betrug im Geschäftsjahr 10.011,1 GWh und lag damit leicht unter dem Niveau der Vorjahresmenge (10.328,7 GWh).

Der Netzabsatz bewegte sich mit insgesamt 9.686,4 GWh ebenfalls leicht unter dem Vorjahresniveau (9.985,5 GWh). Hier spiegeln sich der Zubau von EEG-Anlagen im privaten Bereich, die Aufhebung der Home-Office-Pflicht und die im Jahresdurchschnitt wärmeren Temperaturen wider.

Im Geschäftsjahr stieg die Einspeisung aus erneuerbaren Energien gegenüber dem Vorjahr um +183,1 GWh auf 4.660,5 GWh. Deutlich höhere Einspeisemengen resultierten aus den Bereichen Windkraft (+198,5 GWh) und PV (+139,8 GWh). Ursächlich hierfür sind im Wesentlichen ein windreiches Frühjahr in Verbindung mit einem sonnenreichen Sommer 2022 sowie der Zubau neuer Einspeiseanlagen. Bei der eingespeisten Energiemenge aus dem Bereich Biomasse hingegen war ein Rückgang zu verzeichnen (-150,1 GWh). Infolge der höheren dezentralen Einspeisung aus erneuerbaren Energien sank die Netzeinspeisung aus vor- und nachgelagerten Stromnetzen um -640,0 GWh (-13,8 Prozent).

Im Geschäftsjahr wurden im Netzgebiet Strommengen aus erneuerbaren Energien mit einem Volumen von 4.058,4 GWh (Vorjahr: 3.712,8 GWh) und damit 87,1 Prozent des eingespeisten EEG-Stroms direkt vermarktet.

Gasnetz

Die gesamte Absatzmenge incl. Betriebsverbrauch über das Erdgasversorgungsnetz betrug im Geschäftsjahr 8.382,4 GWh und lag damit 1.264,1 GWh (-13,1 Prozent) unter der Vorjahresmenge.

Die durchschnittliche Jahrestemperatur lag im Geschäftsjahr 2022 deutlich über der des Vorjahres. Die wärmeren Temperaturen führten in Verbindung mit diversen anderen Effekten, wie etwa den Aufrufen der Bundesregierung zu Energieeinsparmaßnahmen bei den Standardlastprofilkunden zu

einem Rückgang der Verbrauchsmenge um insgesamt -17,3 Prozent. Infolge der Energie-marktkrise ging die Nachfrage privater Haushalte nach neuen Gas-Anschlüssen im zweiten Halbjahr des Berichtszeitraumes stark zurück. Bei den Kunden mit registrierender Leistungsmessung ergab sich ein Mengenrückgang i. H. v. insgesamt -8,3 Prozent. Temperatur- und konjunkturbedingt verzeichneten die Weiterverteiler einen Mengenrückgang i. H. v. -13,5 Prozent.

Aufgrund des geringeren Netzabsatzes sank die Netzeinspeisung um -1.264,1 GWh. Der Mengenbezug von vorgelagerten Netzbetreibern hingegen sank gleichzeitig um -1.128,5 GWh (-13,0 Prozent).

Erneuerbare Energien

Im Geschäftsjahr wurden zusätzlich zu den bestehenden EEG-Anlagen weitere 1.795 an das von der TEN betriebene Stromnetz angeschlossene EEG-Anlagen abgerechnet, im Saldo betrug der Leistungszuwachs +186,6 MW. Insgesamt hat sich hierdurch die Zahl der abgerechneten EEG-Anlagen (einschließlich PV-Kleinanlagen) auf 25.824 mit einer installierten Leistung von 3.190,7 MWp erhöht. Unter Berücksichtigung der 690 KWK-Anlagen und 4 sonstiger Einspeiseanlagen speisten insgesamt 26.546 Anlagen mit einer installierten Leistung von 3.584,3 MWp in das von der TEN betriebene Netz ein. Damit deckt der Anteil der eingespeisten Energiemenge aus erneuerbaren Energien den Netzabsatz ohne Rückspeisung und ohne Mehr- bzw. Mindermengen zu 52,9 Prozent (Vorjahr: 48,4 Prozent).

Aufgrund der in 2022 sehr stark gestiegenen Marktpreise am Großhandelsmarkt für Strom aus erneuerbaren Energien haben sich die Beträge der Marktprämie, welche die Anlagenbetreiber von der TEN erhalten und diese wiederum von der 50Hertz Transmission GmbH (50Hertz) erstattet bekommt, massiv reduziert. Im Vergleich zum Kalenderjahr 2021 ergibt sich in der Marktprämien-Direktvermarktung ein Rückgang der Marktprämie von über 150 Mio. € auf rund 31 Mio. €.

Im Geschäftsjahr gab die 50Hertz 81 Aufrufe zur Abregelung von Einspeiseleistung nach dem EnWG aus. Die Gesamtdauer der Einspeisemanagementmaßnahmen betrug rund 351 Stunden. Dabei wurden insgesamt 44.508 MWh Einspeisearbeit abgeregelt. Die TEN veranlasste 41 Abschaltmaßnahmen mit einer Gesamtdauer von rund 444 Stunden. Dabei wurden insgesamt 2.627 MWh Einspeisearbeit abgeregelt. Der Anteil der von der TEN abgeregelter Energiemenge an der EEG-Gesamteinspeisung lag bei rund 0,01 Prozent.

Die TEN verzeichnete infolge der Energiekrise eine stark gestiegene Nachfrage nach Anschlüssen von Erzeugungsanlagen auf Grundlage regenerativer Energiequellen. Die Fördermechanismen des EEG in Verbindung mit der Thüringer Förderung von Energiespeichersystemen bzw. PV-Anlagen begünstigen weiterhin den Einbau von PV-Kleinanlagen, insbesondere in Kombination mit Energiespeichersystemen. In 2022 wurden insgesamt 54 Prozent der neuen PV-Anlagen als Kombinationslösung in Verbindung mit einem Energiespeichersystem errichtet. Im Geschäftsjahr haben insgesamt 9 Windprojekte mit einer Gesamtleistung von insgesamt 61,6 MW sowie 19 PV- und KWK-Projekte erfolgreich an einer BNetzA-Ausschreibung teilgenommen. Die bezuschlagten Anlagen werden von uns an das von der TEN betriebene Stromnetz angeschlossen.

II.2.2.5 Konzessionsmanagement

In 2022 arbeiteten wir im Rahmen unseres Konzessionsmanagements weiter an der Wiedererlangung auslaufender Konzessionsverträge im Gasbereich, den Vorbereitungen bzw. der Geschäftsanbahnung zur anstehenden Ausschreibungsperiode auslaufender Konzessionsverträge sowie der wettbewerblichen Übernahme von Strom- und Gasfremdkonzessionen. Bisher wurden 285 Gas-Konzessionsverträge, und damit rund 93,1 Prozent des früheren Bestandes, wiedererlangt. In 2022 kamen im Gasbereich 6 offene Vergabeverfahren noch nicht zum Abschluss. Im Strombereich lagen zum Ende des Geschäftsjahres unter den Bestandskonzessionen noch 2 offene Vergabeverfahren vor.

II.2.3 Energievertrieb

II.2.3.1 Entwicklungen im Vertriebsbereich

Der bereits im Vorjahr begonnene Preisanstieg für Strom und Gas an den Großhandelsmärkten setzte sich im Berichtszeitraum weiter fort. Das Vertriebsgeschäft wurde im Geschäftsjahr 2022 maßgeblich von den Entwicklungen an den Beschaffungsmärkten geprägt.

Mit den drastischen Preissteigerungen am Beschaffungsmarkt erhöhte sich der Druck auf eine Vielzahl der EVUs, was, teils verursacht durch einseitige Kündigungen bestehender Lieferverträge (v. a. durch Energiediscounter), zu einer hohen Kundenaufnahme in der Grund- und Ersatzversorgung der TEAG führte. Für die neuen Kunden musste Energie zu aktuellen Marktpreisen nachbeschafft werden. Unser Vertriebsgeschäft, und insbesondere unsere Preispolitik, ist damit abhängig auch vom Verhalten unserer Wettbewerber.

Trotz der großen Herausforderungen an den Beschaffungsmärkten konnten wir unsere Bestands- und Neukunden auch im Geschäftsjahr 2022 zuverlässig mit Energie versorgen.

Im **Privatkundengeschäft** wurden infolge der Entwicklungen an den Großhandels- und Beschaffungsmärkten Preisanpassungen unserer Lieferverträge notwendig. Den gegebenen Marktbedingungen entsprechend mussten wir unser Angebotsportfolio für Neukunden überarbeiten. Die Dezember-Entlastungsmaßnahmen der Bundesregierung sowie die Vorbereitungen zur Umsetzung der Gas-, Wärme- und Strompreisbremse bedingten v. a. zum Jahresende detail- und aufwendungsreiche vertriebliche Organisations- und IT-Prozesse, und führten – vor dem Hintergrund der volatilen Marktsituation und erhöhten Kommunikationsanforderungen, u. a. mit Zulieferern und Kunden – zu einer starken Auslastung unserer Mitarbeiter.

Das **Geschäftskundensegment** wurde infolge der Energiepreisentwicklung unterjährig erneut von einer starken Zurückhaltung der Kunden bei Vertragsabschlüssen geprägt. In Anbetracht der hohen Preisvolatilität und der politischen Diskussionen zur Gas-, Wärme- und Strompreisbremse organisierte

ein Großteil unserer Kunden seine Energielieferungen erst gegen Jahresende. Insgesamt setzte sich der Trend zu kurzfristigen Liefermodellen, welche sich zunehmend am Spotmarkt orientieren, fort.

Im Vertriebsgeschäft mit den **Stadtwerken** und anderen EVUs stand im Berichtszeitraum weniger die Akquise von Neukunden, als vielmehr die Angebotslegung für unsere Bestandskunden im Fokus unserer vertrieblichen Aktivitäten. Die Kontrahierung ausreichender Strom- und Erdgas-mengen für unsere Geschäftspartner stand dabei im Mittelpunkt. Insbesondere gefragt waren unsere Dienstleistungsprodukte, v. a. zum Portfoliomanagement im Strom- und Gasbereich.

II.2.3.2 Ausbau und Förderung der Elektromobilität

Mit intensiven Vorbereitungen für den operativen Start der TEAG Mobil GmbH, Erfurt (TMO) am 1. Januar 2023 haben wir im Geschäftsjahr 2022 die notwendigen Voraussetzungen geschaffen, um das Geschäftsfeld Elektromobilität weiter auszubauen und noch besser an den Bedürfnissen unserer Kunden auszurichten. Die Aufgaben im Bereich Elektromobilität, welche im kommenden Geschäftsjahr von der TMO übernommen werden, wurden im Berichtsjahr weiterhin von der TEAG und der TEN ausgeführt.

In 2022 haben wir den Ausbau der Ladenetzinfrastruktur in Thüringen weiter vorangetrieben und den Fokus dabei v. a. auf die Errichtung von Schnellademöglichkeiten gelegt. Im Berichtszeitraum waren wir für den Betrieb von insgesamt mehr als 100 Schnell- sowie 220 Normalladepunkten in ganz Thüringen und darüber hinaus verantwortlich. Im Bereich der öffentlichen Ladeinfrastruktur sind an 10 Standorten insgesamt 30 neue Schnellladepunkte entstanden, ein Großteil hiervon als sog. „HPC-Ladepunkte“ mit über 150 kW Schnellladeleistung. Diese wurden etwa an Autobahnen bzw. Autobahnkreuzen platziert; so erfolgte eine Erweiterung der Ladeinfrastruktur u. a. in Erfurt-Mittelhausen (A71), in Zella-Mehlis

(A71) und in Heidegrund (A9). Im dritten Quartal des Jahres haben wir am Schleizer Dreieck (A9) einen Schnellladepark in Betrieb genommen.

Am Standort unserer Hauptverwaltung in Erfurt erfolgt ein Ausbau der dort vorhandenen batterie-speichergestützten Schnellladetechnik. Aufbauend auf einem Pilotprojekt zur Bereitstellung hoher Ladeleistungen auch bei geringer Netzkapazität (im Rahmen von entsprechenden Batteriespeicherlösungen) ist eine Erweiterung der am TEAG Campus verfügbaren HPC-Ladeinfrastruktur auf insgesamt 4 Schnellladepunkte mit jeweils bis zu 300 kW Ladeleistung vorgesehen. Die Bauarbeiten hierfür haben im vierten Quartal des Jahres begonnen. Eine Inbetriebnahme des HPC-Umbaus ist im kommenden Jahr geplant.

Um die Verfügbarkeit der Ladenetzinfrastruktur in der Nähe unserer Kunden weiter zu erhöhen, haben wir zudem erste Projekte in Wohnquartieren umgesetzt; hierdurch wollen wir Mietern auch ohne eigenen Stellplatz das Laden ihrer Fahrzeuge ermöglichen. Neue Quartierslösungen mit entsprechender Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge sind u. a. in Bad Blankenburg und Hildburghausen entstanden. Weitere Kooperationsvereinbarungen wurden geschlossen.

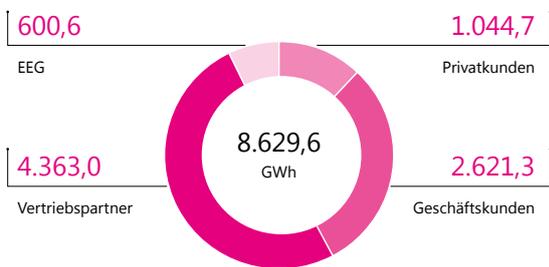
II.2.3.3 Absatz und Beschaffung

Im Geschäftsjahr nahmen die Gesamtabsatz- und Beschaffungsmengen sowohl im Strom- als auch im Gasbereich zu. Beim Gasabsatz ergab sich im Hinblick auf die einzelnen Kundensegmente folgendes differenziertes Bild: Während bei den Geschäftskunden ein vergleichsweise starker Anstieg der abgesetzten Mengen zu verzeichnen war, gingen die Absatzmengen sowohl im Privatkundengeschäft als auch bei den Weiterverteilern leicht bzw. moderat zurück. Im Strombereich hingegen lag nur die im Privatkundengeschäft abgesetzte Menge geringfügig unter Vorjahresniveau. Beim Stromabsatz an Geschäftskunden und Vertriebspartner war ein Anstieg der Absatzmengen gegenüber dem Vorjahreszeitraum zu verzeichnen.

Strom

Unser Stromabsatz erhöhte sich im Vergleich zum Vorjahr um +182,6 GWh auf 8.522,5 GWh. Die Aufteilung der einzelnen Kundensegmente stellt sich dabei wie folgt dar:

Stromabsatz 2022 nach Kundensegmenten in GWh



Im Bereich der **Geschäftskunden** erholten sich die Absatzmengen weiter von den Corona-Auswirkungen. Insgesamt lieferten wir im Geschäftskundenbereich 2.621,3 GWh Strom und lagen damit um +123,8 GWh über dem Vorjahreswert. Der Mengenzuwachs begründet sich v. a. aus der Gewinnung weiterer Großkunden im Vorjahr. Die abgesetzte Strommenge bei den Geschäftskunden entspricht einem Anteil von insgesamt rund 30 Prozent am gesamten Stromabsatz.

Im **Privatkundengeschäft** hingegen ergab sich ein geringfügiger Rückgang der Gesamtabsatzmenge. Zwar führten Bilanzkreiskündigungen von Stromversorgern, v. a. im letzten Quartal des Vorjahres, zu einem Anstieg der Kundenzahlen v. a. in der Grund- und Ersatzversorgung der TEAG. Jedoch resultierten die im Berichtszeitraum vergleichsweise milden Durchschnittstemperaturen in einem entsprechenden Absatzzrückgang bei unserem Heizstromprodukt. Dieser Rückgang konnte durch den Kundenzuwachs nicht vollständig kompensiert werden. Der Stromabsatz im Privatkundengeschäft lag im Berichtszeitraum daher mit insgesamt 1.044,7 GWh Strom geringfügig unter dem Vorjahresniveau. Die abgesetzte Strommenge bei den Privatkunden entspricht einem Anteil von rund 12 Prozent am gesamten Stromabsatz.

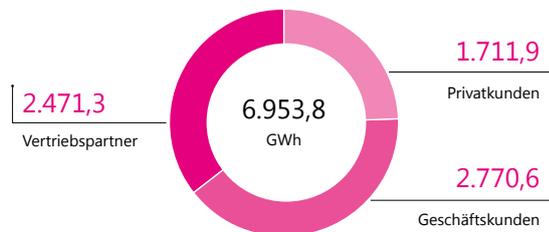
Beim Absatz an **Vertriebspartner**, v. a. an Stadtwerke, verzeichneten wir im Geschäftsjahr einen Absatz i. H. v. 4.363,0 GWh und damit einen Anstieg i. H. v. +168,1 GWh. Der Anteil des Stromabsatzes an Vertriebspartner und sonstige Kunden lag bei rund 51 Prozent.

Die Strombeschaffung erfolgte über zahlreiche Händler, Beteiligungsunternehmen sowie über unsere eigenen und über fremde Kraftwerke. Um den sich verändernden Marktbedingungen zu entsprechen, werden wir unser Händlerportfolio mittel- und langfristig noch weiter diversifizieren.

Erdgas

Unser Erdgasabsatz erhöhte sich im Vergleich zum Vorjahr um +341,8 GWh auf insgesamt 6.953,8 GWh. Die Aufteilung auf die einzelnen Kundensegmente stellt sich dabei wie folgt dar:

Erdgasabsatz 2022 nach Kundensegmenten in GWh



Im Bereich der **Geschäftskunden** lieferten wir 2.770,6 GWh Erdgas und lagen damit um +503,4 GWh über dem Vorjahreswert. Der Mengenanstieg ist, wie im Strombereich, u. a. auf die Gewinnung weiterer Großkunden zurückzuführen. Der Absatz an Geschäftskunden entspricht einem Anteil von rund 40 Prozent am Gesamterdgasabsatz.

Im **Privatkundengeschäft** führten die im Berichtszeitraum vergleichsweise milderen Temperaturen zunächst zwar zu einem geringeren Gasabsatz als im Vorjahreszeitraum. Dieser wurde durch einen Anstieg der Kundenzahlen, sowohl in der Grund-

und Ersatzversorgung als auch bei den Wettbewerbsprodukten der TEAG, aber fast vollständig kompensiert. Im Berichtszeitraum fiel die Wechselbereitschaft der Kunden aufgrund der rasanten Preisentwicklung am Markt zudem wesentlich niedriger als in den Vorjahren aus. In der Summe verringerte sich der Erdgasabsatz gegenüber dem Vorjahr leicht um -21,9 GWh auf insgesamt 1.711,9 GWh. Damit liegt der Anteil der Privatkunden am gesamten Erdgasabsatz bei rund 25 Prozent.

Beim Erdgasabsatz an **Vertriebspartner** verzeichneten wir im Geschäftsjahr mit 2.471,3 GWh einen moderaten Rückgang des Absatzes um rund -5 Prozent. Die abgesetzte Erdgasmenge bei den Vertriebspartnern entspricht einem Anteil von rund 36 Prozent am Gesamtabsatz im Erdgasbereich.

Die Beschaffung erfolgte in Kooperation mit einer Vielzahl von Handelspartnern aus breit diversifizierten Quellen.

Wärme

Unser Wärmeabsatz belief sich im Geschäftsjahr auf insgesamt 1.089,3 GWh (Vorjahr: 1.234,2 GWh). Hiervon entfielen auf unsere zentralen Wärmeerzeugungsanlagen in Jena und Bad Salzungen 465,9 GWh (Vorjahr: 543,9 GWh) sowie auf unsere Erzeugungsanlage in Rudolstadt/Schwarza 590,6 GWh (Vorjahr: 655,9 GWh).

Im Bereich der dezentralen Wärmeversorgung betrieben wir zum Bilanzstichtag 60 dezentrale Erzeugungsanlagen mit einer installierten thermischen Leistung i. H. v. 23,6 MW sowie einer installierten elektrischen Leistung i. H. v. 1,6 MW. Mit Hilfe der dezentralen Erzeugungsanlagen versorgten wir 22 kommunale Kunden (v. a. Rathäuser, Sportzentren und Schulen). Im Bereich der Wohnungswirtschaft belieferten wir 23 weitere Abnehmer. Hier stellten wir Wärme sowohl für fernwärmeversorgte Kunden als auch für dezentral versorgte Ein- und Mehrfamilienhäuser bereit. Zudem belieferten wir verschiedene Gewerbekunden, Jugendherbergen, Seniorenheime und Hotels.

II.2.4 Messwesen

Digitalisierung des Messwesens und Smart-Meter-Rollout

In der TEAG-Unternehmensgruppe ist zunächst die TEN als gMSB für die Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben des Messstellenbetriebsgesetzes verantwortlich. Die TMZ übernimmt dabei als Full-Service-Dienstleister unternehmensintern diese Aufgabe. Die TMZ ist für die komplette Prozesskette des Messstellenbetriebes, vom Einbau der Messeinrichtungen bis hin zur Aufbereitung der Messdaten für Abrechnungszwecke zuständig. Im Auftrag der TEN betreute die TMZ in diesem Zusammenhang rund 590.000 Strom- sowie rund 110.000 Gaszähler und stattete in deren Netzgebiet 4.726 Messlokationen mit iMSys und 39.873 Messlokationen mit mME aus.

Im zweiten Quartal des Jahres hat das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) die umstrittene Allgemeinverfügung zum Rollout von iMSys, den sog. „Smart Metern“, zurückgenommen; gMSB sind daher aktuell nicht mehr verpflichtet, iMSys zu verbauen. Mit der Rücknahme der Allgemeinverfügung entfiel auch die ursprünglich festgelegte Mindestrolloutquote von 10 Prozent einschließlich der entsprechenden Fristen. Gleichwohl wurde durch das BSI unter Bezugnahme auf § 19 Absatz 6 Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) festgestellt, dass iMSys weiterhin verbaut und betrieben werden können. Da diese aus unserer Perspektive eine Schlüsseltechnologie für die Digitalisierung unserer Energieversorgungsstrukturen, und damit eine zentrale Voraussetzung für eine gelingende Energiewende, darstellen, setzen wir den iMSys-Rollout weiter fort. Zudem stellen iMSys insbesondere in der aktuellen Energiemarktkrise für Endverbraucher einen wertvollen Beitrag zur effizienten bzw. effektiven Verbrauchserfassung und -steuerung dar.

Projekte in der Energie- und Wohnungswirtschaft

Als Komplett Dienstleister für das intelligente Messwesen richtet die TMZ ihr Leistungsportfolio sowohl an gMSB als auch an wettbewerbliche Anbieter, die auf Basis der Smart-Meter-Infrastruktur ihr Leistungsangebot in der spartenübergreifenden Verbrauchsmessung (sog. „Submetering“) erweitern und ihren Kunden entsprechende Mehrwertdienste anbieten wollen. Im Geschäftsjahr 2022 konnte die TMZ weitere Großkunden aus dem Bereich der Wohnungswirtschaft gewinnen.

Entwicklung neuer Anwendungsbereiche

Im Geschäftsjahr wurde in Zusammenarbeit zwischen unseren beiden Tochtergesellschaften TMZ und TWS erfolgreich ein erster Labortest im Bereich „Smart Grid“ durchgeführt; iMSys bieten neben dem Erfassen und Versenden von Messwerten auch eine geeignete technologische Basis für das sichere Steuern von Niederspannungsnetzen. Die Steuerung von Flexibilitäten im Erzeugungsbereich (z. B. von PV-Anlagen oder auch Blockkraftwerken bis 100 kW), aber auch von steuerbaren Verbrauchern (z. B. Wärmepumpen) kann in Verbindung mit iMSys über sog. Steuerboxen erfolgen. Grundsätzlich wäre in diesem Zusammenhang beispielsweise ein stufenweises Schalten von PV-Anlagen von einem zentralen Standpunkt wie der Netzleitstelle aus möglich. Im Rahmen des Innovationsprojektes „Implementierung intelligentes Systemmanagement“ wurden weitere Schritte zur netzdienlichen Steuerung von dezentralen Erzeugungseinheiten umgesetzt. Im Hinblick auf die Energiewende gewinnt das sichere und effiziente Steuern von Flexibilitäten in Niederspannungsnetzen immer weiter an Bedeutung.

Die TMZ setzt sich gemeinsam mit weiteren Projektpartnern u. a. im vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) geförderten Innovationsprojekt „SMGW-forwards“ für die Weiterentwicklung der energierelevanten und netzdienlichen Anwendungsbereiche von iMSys und deren Kommunikationseinheiten, den Smart

Meter Gateways (SMGw), ein. Ziel des auf 3 Jahre angelegten Projektes ist es, die weiterentwickelten Funktionalitäten zur Marktreife zu bringen sowie diese für deren Einsatz im Massenmarkt zu optimieren. Vor dem Hintergrund der aktuellen, fachspezifischen Branchendiskussionen zur Fortentwicklung der SMGw-Infrastruktur ist ein kontinuierlicher Austausch mit allen Stakeholdern geplant.

II.2.5 Telekommunikation

Beschleunigung des Glasfaserausbau

Im Geschäftsjahr 2022 haben wir den Glasfaserausbau in Thüringen deutlich beschleunigt und so viele Glasfaserprojekte umgesetzt, wie nie zuvor. In insgesamt 17 derzeit geförderten Ausbauprojekten widmen wir uns der Beseitigung der sog. „weißen Flecken“ und sorgen, insbesondere im ländlichen Raum, für einen schnellen Glasfaseranschluss. In unseren Fördergebieten haben wir im Berichtszeitraum Investitionsprojekte mit einem Auftragsvolumen zwischen 120 T€ und 21 Mio. € vorangetrieben. Insgesamt wurden über die TNK mehr als 50 Mio. € in den Glasfaserausbau investiert, davon flossen Investitionen i. H. v. rund 8,2 Mio. € in eigenwirtschaftliche Ausbauprojekte. Im Rahmen der Tiefbauarbeiten wurden Trassen mit einer Gesamtlänge von mehreren hundert km realisiert. Mit dem Ausbau werden insgesamt mehr als 17.700 Wohneinheiten mit Glasfaser erschlossen. Bereits zum Ende des dritten Quartals konnte nahezu das Gesamtinvestitionsvolumen des vorangegangenen Berichtszeitraumes umgesetzt werden. Investitionen erfolgten u. a. im Unstrut-Hainich-Kreis, im Ilm-Kreis, im Altenburger Land, in Zeulenroda-Triebes, in der Gemeinde Am Ettersberg sowie in Blankenhain, Sonneberg, Feldstein und Bad Tabarz. Die Grundstückseigentümergeklärungsquoten zur Glasfasererschließung lagen im Berichtszeitraum auf einem überdurchschnittlich hohen Niveau.

Die TNK ist Betreiber des zweitgrößten Glasfasernetzes in Thüringen, das u. a. von großen Internetanbietern, Thüringer Universitäten, ortsansässigen

Wirtschaftsunternehmen und Privatkunden zur schnellen Datenübertragung genutzt wird. Darüber hinaus dient ein modernes, hochleistungsfähiges Glasfasernetz der Überwachung und Steuerung des Thüringer Strom- und Erdgasnetzes.

Entwicklungen im Privat- und Geschäftskundenbereich

Der Trend steigender Kundenzahlen im Telekommunikationsbereich setzte sich weiter fort. Die TNK zählte im Berichtszeitraum mehr als 82.000 Kunden, was einem Zuwachs von +13,3 Prozent gegenüber dem Vorjahr entspricht. Die Grundlage für unsere Geschäftstätigkeit im Bereich Telekommunikation liegt in unserem thüringenweiten Glasfasernetz, das aus unserem Backbone-Netz sowie rund 500 durch die TNK erschlossenen Ortschaften besteht. Die TNK verantwortet den Ausbau und den Betrieb unserer Telekommunikationsinfrastruktur sowie die dazugehörigen Vertriebsaktivitäten. Im Bereich Kundenkontakt- und Abrechnungsmanagement werden zentrale Shared-Service-Funktionalitäten durch die TES erbracht. Das sich in unserem Eigentum befindliche Glasfasernetz hat eine Gesamtlänge von rund 6.200 km.

Im Berichtszeitraum haben wir die Vermarktung unserer Telekommunikationsprodukte weiter fortgesetzt. Ein Schwerpunkt lag auf dem Vertrieb sog. „Fiber-to-the-Building“- bzw. „Fiber-to-the-Home“-Anschlüsse (FTTB/FTTH-Anschlüsse). Auch unser Telekommunikationsangebot für Mobilfunkanbieter und überregionale Carrier haben wir weiter ausgedehnt. Das Breitband-Geschäft unterliegt unverändert einem starken Preis- und Bandbreitenwettbewerb. Die Nachfrage nach höheren Bandbreiten trifft dabei auf eine zunehmende Preissensibilität bei Telekommunikationsprodukten. Den vertrieblichen Herausforderungen im Markt begegnen wir u. a. durch gezielte preispolitische Maßnahmen, verschiedene Kundenbindungsstrategien sowie eine intensive Neukundenakquise. Unsere Kunden- und Produktdiversifizierung haben wir auch im Geschäftsjahr 2022 weiter fortgesetzt.

Im Bereich der Wohnungswirtschaft wurden im Berichtszeitraum weitere Kooperationsverträge geschlossen, u. a. in Eisenberg und Sollstedt. Die TNK wird sich auch zukünftig aktiv an Ausschreibungen im wohnungswirtschaftlichen Umfeld beteiligen und in diesem Bereich weiter profilieren. Eine engere Verknüpfung des Telekommunikationsgeschäftes mit benachbarten Geschäftsfeldern unserer Unternehmensgruppe, wie etwa der Elektromobilität, dem Messwesen, der Wärmeerzeugung und dem PV-Bereich, dient, insbesondere in der Wohnungswirtschaft, der Förderung und Realisierung von Synergiepotenzialen.

Vermarktung „Rechenzentrum im Thüringer Wald“

Im Berichtszeitraum haben wir die Vermarktung des von uns mit errichteten Rechenzentrums weiter vorangetrieben. Die TNK hat das Rechenzentrum von der TRZ Thüringer Rechenzentrum GmbH, Ilmenau (TRZ), gepachtet, betreibt und vermarktet es. Im Geschäftsjahr 2022 konnten neue Kunden, u. a. aus den Bereichen öffentliche Verwaltung, der Energiebranche und dem Gesundheitswesen, hinzugewonnen und im Rahmen von langfristigen Serviceverträgen gebunden werden. Neben der Nutzung von Rechenleistungskapazitäten umfassen die Verträge zum Teil auch Vereinbarungen zur Erschließung der Unternehmensstandorte unserer Kunden über leistungsfähige Glasfaseranbindungen.

II.2.6 Beteiligungen

Zum 31. Dezember 2022 umfasste das Beteiligungsportfolio der TEAG-Gruppe insgesamt 60 Unternehmen. Zum Stichtag waren wir an 20 Stadtwerken, 11 Energieprojektgesellschaften, 11 Energiedienstleistungsgesellschaften, 5 Netzgesellschaften sowie 13 sonstigen Unternehmen aus den Bereichen Wärmeerzeugung, erneuerbare Energien und energienahe Dienstleistungen beteiligt. Da die Mehrzahl der Stadtwerke ihre Strom- und Gasnetzbetriebe auf Netzgesellschaften übertragen hat, sind wir zudem an 13 Netzgesellschaften mittelbar beteiligt.

Im Geschäftsfeld erneuerbare Energien fand am 1. Januar 2022 eine Anteilsübertragung der Anteile an der Innosun GmbH und der Innosun Service GmbH i. H. v. 50,1 bzw. 50,0 Prozent an die TEAG statt. Im dritten Quartal erfolgte eine Umfirmierung der bisherigen KomSolar zur TSO. Die Solarpark Ederleben GmbH, Erfurt, wurde auf die TSO verschmolzen. Die TSO wird zukünftig, in Ergänzung zu den Geschäftsaktivitäten der Innosun und eness, unsere Aktivitäten im PV-Bereich für Industrie- bzw. Gewerbekunden, Kommunen und Stadtwerke zusammenführen.

Von den genannten Schritten im Bereich der erneuerbaren Energien versprechen wir uns, vorhandene Synergieeffekte weiter zu heben, unser Beteiligungsergebnis auch mittel- und langfristig auf einem stabilen Niveau zu halten und zugleich weiteres Wachstum zu generieren.

Durch Gewinnausschüttungen der Gesellschaften unseres Beteiligungsportfolios erzielten wir im Geschäftsjahr 2022 ein Beteiligungsergebnis i. H. v. insgesamt 16,8 Mio. €.

II.2.7 Nachhaltige und nichtfinanzielle Leistungsindikatoren

II.2.7.1 Mitarbeiter

Aktuelle Mitarbeiterstruktur

Zum 31. Dezember 2022 waren insgesamt 1.906 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter in unserem Unternehmen beschäftigt. Der Anteil der weiblichen Beschäftigten betrug rund 35 Prozent. Das Durchschnittsalter unserer Beschäftigten lag bei rund 45 Jahren. Die durchschnittliche Beschäftigungsdauer in unserem Unternehmen betrug rund 16 Jahre.

Personalentwicklung und Weiterbildungen für Fach- und Führungskräfte

Die Grundlage unseres Geschäftserfolges liegt in qualifizierten und motivierten Fach- und Führungs-

kräften. Neben fachlichen Qualifizierungsmaßnahmen setzen wir auch weiterhin einen Schwerpunkt auf die Entwicklung von Führungskompetenzen. Im Fokus stehen persönliche Qualifizierungsmaßnahmen und gezielte Weiterbildungsangebote, die durch unsere Personalentwicklung konzipiert und koordiniert werden. Im Geschäftsjahr wurden über unser internes Personalentwicklungs- und Weiterbildungsprogramm insgesamt 357 Mitarbeiter unseres Unternehmens in Methoden-, Sozial-, Veränderungs-, Fach- und Führungskompetenzen geschult.

Tätigkeiten der Aus- und Fortbildung

Auch im Geschäftsjahr 2022 haben wir unsere digitalen Weiterbildungsangebote weiter auf- und ausgebaut. Über unsere Online-Akademie haben unsere Mitarbeiter und Kunden die Möglichkeit, auf zahlreiche digitale Weiterbildungsinhalte zuzugreifen. Im Berichtszeitraum nahmen auf diesem Weg rund 350 Teilnehmer unser Qualifizierungsangebot wahr. Insgesamt entschieden sich 4.610 Mitarbeiter und Kunden dafür, das Aus- und Fortbildungsprogramm der TEAG wahrzunehmen.

Am beruflichen Ausbildungsprogramm der TEAG Akademie nahmen zum 31. Dezember 2022 insgesamt 204 Auszubildende teil, davon gehörten 100 Auszubildende der TEAG-Gruppe an. 34 Auszubildende haben wir in ein Arbeitsverhältnis innerhalb der TEAG-Gruppe übernommen und ihnen damit den Berufseinstieg in einen gewerblich-technischen bzw. kaufmännischen Berufszweig ermöglicht.

Management der Corona-Pandemie

Unsere bisherigen, bewährten Schutzmaßnahmen zur Eindämmung der Corona-Pandemie haben wir im Berichtszeitraum weiter fortgeführt. Die Schutzmaßnahmen umfassen ein umfangreiches Hygienekonzept sowie verschiedene Anweisungen zur betrieblichen Organisation (z. B. im Hinblick auf Meetings, Dienstreisen und den Besucherverkehr an unseren Unternehmensstandorten). Einen besonderen Wert legen wir auf die regelmäßige Kommunikation und Information zur Unterneh-

menslage gegenüber unserer Belegschaft. Die Maßnahmen wurden durch einen regelmäßig tagenden Krisenstab gesteuert, der sich aus Arbeitgeber- und Arbeitnehmervertretern zusammensetzt.

Die getroffenen Maßnahmen zur Pandemieeindämmung haben dazu beigetragen, dass die Infektionszahlen innerhalb der TEAG-Gruppe auf einem konstant niedrigen Niveau gehalten werden konnten.

Demografischer Wandel und Fachkräftesicherung

Der demografische Wandel in Thüringen wird in den kommenden Jahren mit dem Ausscheiden der geburtenstarken Jahrgänge aus dem Erwerbsleben die Personalengpässe auf dem Arbeitsmarkt weiter verstärken. Aufgrund der sich abzeichnenden Lage müssen wir davon ausgehen, dass qualifizierte Mitarbeiter zunehmend schwieriger zu gewinnen sein werden, insbesondere in den technisch-gewerblichen Berufen. Seit geraumer Zeit zeichnen sich Schwierigkeiten ab, Arbeitsplätze mit spezifischen Qualifikationsanforderungen, beispielsweise im Sinne einer Mehrspartenqualifikation, adäquat zu besetzen oder nachzubesetzen. Der Aufbau neuer Geschäftsfelder erhöht die Anforderungen an unsere Personalgewinnung.

Im Sinne einer vorausschauenden Personalplanung arbeiten wir daher aktiv an entsprechenden Konzepten zur Abmilderung der negativen demografischen Effekte, u. a. durch die Übernahme qualifizierter Auszubildender sowie den Ausbau und die Entwicklung eigener Qualifizierungsprogramme. Neben umfangreichen Ausbildungs-, Schulungs- und Weiterqualifizierungsangeboten haben wir im Berichtszeitraum zudem – in Ergänzung unserer bestehenden Traineeprogramme, etwa in den Bereichen Elektrotechnik, Energieerzeugung sowie Finanz- und Rechnungswesen – auch unsere Nachwuchsförderprogramme weiterentwickelt. In diesem Zusammenhang haben wir beispielsweise unsere Studienförderprogramme auf neue Fachrichtungen und Zielgruppen ausgeweitet und begabte Studierende im Rahmen des sog. „Deutschlandstipendiums“ unterstützt.

Unser Fokus liegt hierbei auf den Fachrichtungen im MINT-Bereich. Auch fördern und unterstützen wir unsere Mitarbeiter beim Erwerb nebenberuflicher Qualifikationen, wie z. B. von Techniker-, Meister- und Studienabschlüssen. Um dem sich zunehmend abzeichnenden Fachkräftemangel unternehmensseitig aktiv entgegenzusteuern, planen wir unsere Kooperations- und Qualifizierungsangebote zur Fachkräftegewinnung auch im kommenden Geschäftsjahr weiter auszubauen.

II.2.7.2 Arbeits-, Klima-, Natur- und Umweltschutz

Gewährleistung des Gesundheits- und Arbeitsschutzes

Seit 2006 verfügen wir über ein integriertes Managementsystem für Gesundheits-, Arbeits- und Umweltschutzbelange, das seit 2011 erstmalig zertifiziert und seit 2016 durch ein zertifiziertes Energiemanagementsystem nach ISO 50001 ergänzt wurde (HS2E-Management). Hierzu finden regelmäßige Überwachungsaudits statt. Durch dieses System werden konkrete Verhaltensansätze und übergreifende Mindeststandards festgelegt. In 2022 wurde erfolgreich eine Rezertifizierung durchgeführt.

Zur Schaffung eines einheitlichen HS2E-Bewusstseins wurden, wie bereits auch schon in den Vorjahren, entsprechende HS2E-Ziele vom Vorstand definiert, auf deren Basis verschiedene Maßnahmen durchgeführt wurden. In diesem Rahmen erfolgten durch unsere Führungskräfte zur Verbesserung der präventiven Einflussnahme u. a. Begehungen auf Baustellen und an Arbeitsplätzen. Zudem fanden regelmäßige Unterweisungen unserer Führungskräfte statt.

Weitere Maßnahmen umfassten u. a. das Angebot von Gripeschutz- sowie Corona-Impfungen. Hinzu kamen Feuerlöschtrainings u. a. für Brandschutzhelfer und Auszubildende sowie Angebote zur Gefährdungsbeurteilung bei psychischer Belastung.

Maßgeblich für die Leistungsbewertung im Bereich Arbeitssicherheit ist der sog. „Total Recordable Injury Frequency Index“ (TRIF). Diese Kennzahl ergibt sich aus der Anzahl der erfassten Arbeits- bzw. Dienstweegeunfälle bezogen auf eine Million Arbeitsstunden. Der TRIF, den wir seit 2008 nutzen, berücksichtigt nicht nur die Anzahl der Verletzungen mit Ausfallzeiten, sondern erfasst auch Unfälle, die eine eingeschränkte Arbeitsfähigkeit zur Folge haben, oder nach denen der Mitarbeiter zwar medizinisch behandelt wurde, aber keine Ausfallzeiten entstehen. In die Berechnung beziehen wir auch unsere hundertprozentigen Tochterunternehmen sowie die für uns tätigen Vertragspartner und deren Mitarbeiter ein. Für das Jahr 2022 ergibt sich ein TRIF i. H. v. 4,6. Konzernweit verzeichneten wir im Geschäftsjahr 22 TRIF-relevante Unfälle mit insgesamt 709 Ausfalltagen, davon 4 TRIF-relevante Unfälle mit insgesamt 101 Ausfalltagen bei der TEAG selbst (ohne Töchter und Dienstleister). Für das Geschäftsjahr 2023 wird angestrebt, einen TRIF-Wert i. H. v. 4,8 nicht zu überschreiten.

Maßnahmen zu Klimaschutz und Nachhaltigkeit

Die TEAG-Unternehmensgruppe fühlt sich dem Umweltschutz und dem damit verbundenen sparsamen Umgang mit natürlichen Ressourcen verpflichtet. Es ist unser Bestreben, mögliche Umweltbelastungen zu vermeiden oder auf ein Minimum zu reduzieren. So war auch das Geschäftsjahr 2022 konzernweit durch unterschiedliche Maßnahmen zur Förderung von Klimaschutz und Nachhaltigkeit geprägt.

Im Berichtsjahr haben wir mit unseren regenerativen Erzeugungsanlagen insgesamt 12,0 Mio. kWh Strom erzeugt, auf unsere eigenen PV-Anlagen entfiel dabei eine Erzeugungsmenge i. H. v. insgesamt 2,9 Mio. kWh Strom (Vorjahr: 2,5 kWh). Mit unseren Geschäftsaktivitäten im Bereich der erneuerbaren Energien unterstützen wir Gemeinden und Städte

bei ihrem Engagement für eine nachhaltige Energieerzeugung und einen aktiven Klimaschutz. Hierfür wurden inzwischen mehr als 100 PV-Anlagen auf Dächern kommunaler Liegenschaften errichtet.

Unter Beachtung der allgemeinen Sicherheit und unter Vermeidung von Personen- und Sachschäden haben wir im Berichtszeitraum zum Zweck von Energieeinsparungen u. a. die Regelungen der sog. „Verordnung zur Sicherung der Energieversorgung über kurzfristige Maßnahmen“ umgesetzt. Die Maßnahmen umfassten u. a. eine Begrenzung der Heiztemperaturen unserer Arbeits- und Gemeinschaftsräume sowie eine deutliche Reduzierung der Beleuchtungsanlagen. Zur Energieeinsparung wurde für unsere Poolfahrzeuge zudem eine zulässige Höchstgeschwindigkeit eingeführt. Weitere Maßnahmen ergaben sich auf Grundlage unseres Energiemanagementsystems gemäß ISO 50001.

Am Standort des HKW Schwarza wurde im Berichtszeitraum mit dem Neubau einer Biogasleitung begonnen. Ein Teil der eingesetzten Erdgasmenge soll nach Fertigstellung zukünftig durch Biogas substituiert werden können. Durch Anpassungen am Heizwassernetz wurden über die Senkung von Wärmeverlusten bzw. die Verringerung des Wärmeeigenbedarfs zudem entsprechende Einsparungen erzielt.

Unsere Modernisierungsarbeiten am Standort des HKW Jena führen zu signifikanten Effizienzsteigerungen bei der Strom- und Wärmeerzeugung. Die im Berichtszeitraum fortgeführten Maßnahmen erhöhen nicht nur Flexibilität und Wirkungsgrad der Anlage, sondern führen auch zu einer deutlichen Emissionsreduktion.

Perspektivisch ist beim Betrieb der Anlage beispielsweise auch der Einsatz von Wasserstoff, und insbesondere grünem Wasserstoff, denkbar. Im Berichtszeitraum haben wir unsere Projektpläne

zur Umsetzung und Realisierung von Nachhaltigkeits- und Geschäftspotenzialen beim Einsatz dieser neuen Technologie weiter vorangetrieben. Zur Projektbegleitung wurden u. a. auch neue Personalkapazitäten geschaffen.

Seit dem Jahr 2021 sind wir aktiver Partner im Wasserstoffprojekt TH₂ECO, das zum Ziel hat, grünen Wasserstoff als Grundlage für eine lokale Wasserstoffwirtschaft herzustellen, und diesen für die Energieversorgung in Thüringen nutzbar zu machen. Im Rahmen des Projekts soll in Nordthüringen gewonnener Windstrom für die Wasserstoffherzeugung verwendet werden. Dieser Wasserstoff könnte zukünftig in unserem ehemaligen Erdgasuntergrundspeicher Kirchheilingen (UGS Kirchheilingen) gespeichert und über eine Pipeline nach Erfurt geleitet und für die CO₂-freie Fernwärmeversorgung nutzbar gemacht werden. Im Berichtszeitraum wurde eine Studie zur Realisierbarkeit der Wasserstoffspeicherung im UGS Kirchheilingen in Auftrag gegeben. Bei Vorliegen der entsprechenden Voraussetzungen ist die Erarbeitung eines Umstellplans angedacht. Im Zuge der Sektorenkopplung könnte grüner Wasserstoff zukünftig zudem auch im Rahmen von klimaneutralen Mobilitätsprojekten Anwendung finden.

Der Ausbau von dezentralen, regenerativen Fernwärmeversorgungsprojekten gehört zu den übergeordneten Zielen unserer Geschäftstätigkeit im Erzeugungsbereich. Unter anderem über sog. „kalte Nahwärmenetze“ fördern wir die nachhaltige Nutzung von Umweltwärme aus der Erde, der Luft und aus Gewässern, und tragen dazu bei, die Wärmewende, insbesondere auch im ländlichen Raum, schnell und kostengünstig zu realisieren.

Im thüringischen Neumühle/Elster beispielsweise haben wir im Berichtszeitraum ein erstes sog. „Flusstermie“-System errichtet. Der Bau weiterer

Flusswärmeübertrager zur klimaneutralen Wärmenutzung ist in Planung. Ziel ist es, langfristig den gesamten Ort mit erneuerbaren Energien zu versorgen. Ein zusätzlicher, umweltfreundlicher Nebeneffekt der CO₂-neutralen und kostensenkenden Flusstermie besteht darin, dass überhitzten Flüssen im Sommer, zumindest in begrenztem Umfang, Wärme entzogen werden kann.

Auch im Geschäftsjahr 2022 haben wir an der Umsetzung klimafreundlicher Quartiersprojekte gearbeitet. So wurden u. a. in Weida und Gerlangenberg Quartiersprojekte mit hochmodernen iKWK-Systemen weiter vorangetrieben. Ein großer Vorteil der hocheffizienten Systeme liegt in ihrer Flexibilität, da sie individuell auf Schwankungen im Stromnetz reagieren können: Bei geringen Einspeisemengen im Netz trägt der klimaschonend gewonnene Strom zur Netzstabilisierung bei, im Falle von zu hohen Mengen schalten sich elektrische Wärmeverbraucher zu. Durch den Ausbau hochmoderner iKWK-Systeme kann letztlich nicht nur die Stromnetzstabilität gefördert, sondern, insbesondere in Zeiten von Niedriglast, auch eine Abregelung von Wind- und PV-Anlagen ggf. verhindert werden.

Unser übergeordnetes Ziel im Erzeugungsgeschäft ist es, die Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen, wie etwa der Windkraft- und Sonnenenergie, weiter deutlich auszubauen und unsere Geschäftsaktivitäten im Bereich Erneuerbare unseren konventionellen Erzeugungs- und Vertriebsaktivitäten mittel- bis langfristig mindestens gleichzustellen.

Wichtige Ansätze zur Erhöhung der Energieeffizienz ergeben sich auch aus branchenübergreifenden Kooperationen. Die TWS ist daher u. a. im deutschlandweiten Netzwerk „Grüne Fernwärme“ aktiv. Über die TWS bringen wir

uns gemeinsam mit weiteren Thüringer Stadtwerken und Regionalversorgern im Rahmen des sog. „Nationalen Aktionsplanes Energieeffizienz“ zudem in das Energieeffizienz-Netzwerk „EVU Thüringen“ ein.

Die zunehmende Nutzung von Elektrofahrzeugen erfordert auch den Ausbau der Ladeinfrastruktur. Über den Ausbau der Ladesäuleninfrastruktur im Bereich Elektromobilität treiben wir aktiv die Umsetzung der Verkehrswende voran. Im Geschäftsjahr 2022 haben wir zudem die Elektrifizierung unseres unternehmensinternen Fuhrparks fortgeführt: Der Anteil an Elektrofahrzeugen am gesamten Fahrzeugbestand beläuft sich auf insgesamt 27 Prozent. Die zunehmende Elektrifizierung unseres Fuhrparks erfordert auch den Ausbau der Ladeinfrastruktur an unseren Unternehmensstandorten. Zum Ende des Geschäftsjahres standen unseren Mitarbeitern thüringenweit über 200 Ladepunkte an verschiedenen Standorten unseres Unternehmens zur Verfügung. Unter dem Mitarbeiter- und Gästeparkplatz der TEAG-Hauptverwaltung in Erfurt befindet sich die größte Geothermie-Anlage Thüringens, die zwei Drittel des Verwaltungskomplexes heizt und kühlt.

Zur Realisierung des Klima- und Umweltschutzes wird die TEAG auch in Zukunft konkrete technische und praktische Meilensteine aufstellen und diese auch weiterhin konsequent umsetzen.

II.3 Lage des Konzerns

II.3.1 Gesamtaussage zum Geschäftsverlauf und zur Lage des Konzerns

Die TEAG-Unternehmensgruppe konnte im Geschäftsjahr 2022, trotz der schwierigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen infolge des Ausbruchs der Ukraine- und Energiemarktkrise, der hohen Inflation sowie der anhaltenden Material- und Dienstleisterknappheit, eine stabile Unternehmensentwicklung verzeichnen. Die breite Aufstellung unserer Unternehmensgruppe entlang der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette sichert, auch in Krisenzeiten, das Erreichen der von uns gesetzten Ziele und damit die finanzielle Beteiligung unserer Anteilseigner am Unternehmenserfolg.

Das EBITDA lag mit 232,1 Mio. € (Vorjahr: 220,5 Mio. €) auf Planniveau. Der Anstieg des EBITDA im Vergleich zum Vorjahr um +5,3 Prozent resultiert insbesondere aus der gestiegenen energiewirtschaftlichen Rohmarge. Zudem haben wir im Geschäftsjahr ein EBT i. H. v. 94,8 Mio. € (Vorjahr: 102,0 Mio. €) sowie einen Jahresüberschuss i. H. v. 68,2 Mio. € (Vorjahr: 68,5 Mio. €) erwirtschaftet und konnten damit unsere im letzten Geschäftsjahr gesetzten Ziele, ein EBT zwischen 90 Mio. € und 100 Mio. € sowie einen Jahresüberschuss zwischen 60 Mio. € und 70 Mio. €, erreichen.

Das Rohergebnis liegt mit 499,6 Mio. € deutlich über dem Vorjahresniveau (368,0 Mio. €). Der energiewirtschaftliche Rohüberschuss ist dabei um +14,9 Mio. € im Vergleich zum Vorjahr angestiegen. Die regulierten Sparten und die Erzeugung konnten die negativen Vertriebsentwicklungen mehr als kompensieren. Der weitere Anstieg ist auf einen Sondereffekt aus der Auflösung von Rückstellungen im Rahmen der Übertragung von Pensionsverpflichtungen auf einen Pensionsfonds zurückzuführen, wobei der dazugehörige Dotierungsaufwand im sonstigen betrieblichen Aufwand ausgewiesen ist.

Das Investitionsvolumen in Sachanlagen und immaterielle Vermögensgegenstände lag mit insgesamt 182,0 Mio. € unter dem geplanten Niveau von 255,0 Mio. €. Ursächlich hierfür waren u. a. Projektverzögerungen im Breitbandausbau. Durch gezielte Investitionen und die kontinuierliche Optimierung unserer Strukturen und

Prozesse, hat sich die TEAG-Unternehmensgruppe im Berichtszeitraum, trotz der Herausforderungen im energiewirtschaftlichen Marktumfeld, gut behaupten können. Ein stetig steigendes Investitionsniveau stellt die Weichen, zur erfolgreichen Bewältigung der anstehenden Zukunftsaufgaben und Veränderungen.

II.3.2 Ertragslage des Konzerns

Ertragslage	2022 Mio. €	2021 Mio. €	Veränd. Mio. €
Umsatzerlöse	2.293,2	1.858,7	434,5
Bestandsveränderungen	5,4	-2,0	7,4
Andere aktivierte Eigenleistungen	10,8	10,9	-0,1
Sonstige betriebliche Erträge	155,7	32,2	123,5
Materialaufwand	1.965,5	1.531,8	433,7
Rohergebnis	499,6	368,0	131,6
Personalaufwand	139,2	142,3	-3,1
Sonstige betriebliche Aufwendungen	145,1	22,2	122,9
Erträge aus Beteiligungen	17,1	17,3	-0,2
Aufwendungen aus Verlustübernahmen	0,3	0,3	0,0
EBITDA	232,1	220,5	11,6
Abschreibungen	83,8	80,4	3,4
EBIT	148,3	140,1	8,2
Zinsergebnis	-53,5	-38,1	-15,4
Ergebnis vor Steuern vom Einkommen und vom Ertrag (EBT)	94,8	102,0	-7,2
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	26,6	33,5	-6,9
Ergebnis nach Steuern	68,2	68,5	-0,3
Konzernjahresüberschuss	68,2	68,5	-0,3

Die Umsatzerlöse erhöhten sich im Vergleich zum Vorjahr mit +23,4 Prozent stark auf insgesamt 2.293,2 Mio. €. Der Anstieg ergibt sich aus nahezu allen Geschäftsfeldern. Die im Geschäftsjahr erzielten Umsatzerlöse resultieren zum überwiegenden Teil aus der Energiewirtschaft Strom i. H. v. 1.703,3 Mio. € (Vorjahr: 1.477,4 Mio. €) und Gas i. H. v. 448,1 Mio. € (Vorjahr: 248,2 Mio. €) sowie Fernwärme und Dampf i. H. v. 62,0 Mio. € (Vorjahr: 49,4 Mio. €). Der Anstieg bei den energiewirtschaftlichen Erlösen ist u. a. auf die notwendige Weitergabe der hohen Bezugskosten bei der Beschaffung von Energie infolge der Energiemarktkrise zurückzuführen. Dem entgegen stehen bei den Stromerlösen deutlich niedrigere EEG-Erlöse als im Vorjahr. Die niedrigeren EEG-Zahlungen resultieren aus stark gestiegenen Marktwerten an der Strombörse, welche zu einer deutlichen Reduzierung der ausbezahlten EEG-Marktprämie führten.

Des Weiteren wurden Umsatzerlöse aus Telekommunikationsdienstleistungen i. H. v. 42,1 Mio. € (Vorjahr: 39,4 Mio. €) sowie sonstige Umsatzerlöse i. H. v. 37,7 Mio. € (Vorjahr: 44,3 Mio. €) erwirtschaftet.

Die sonstigen betrieblichen Erträge haben sich im Vorjahresvergleich deutlich erhöht. Dieser Anstieg betrifft mit +120,9 Mio. € Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen im Rahmen der Übertragung von Pensionsverpflichtungen auf einen Pensionsfonds und der Einführung einer Kapitalisierungsoption.

Der Materialaufwand, der im Wesentlichen Aufwendungen für Brennstoffe, Energiebezug und Netznutzung umfasst, erhöhte sich im Vergleich zum Vorjahr deutlich um +28,3 Prozent auf insgesamt 1.965,5 Mio. €. Ursächlich hierfür sind vornehmlich die gestiegenen Aufwendungen für den Strom- und Gasbezug infolge der Energiemarktkrise. Dem entgegen haben sich, korrespondierend zur Umsatzentwicklung, die Aufwendungen für den EEG-Bezug verringert. Die Materialaufwandsquote, gemessen an den Umsatzerlösen, lag mit 85,7 Prozent über dem Vorjahresniveau (82,4 Prozent).

Der Personalaufwand verringerte sich im Vergleich zum Vorjahr um -2,2 Prozent auf insgesamt 139,2 Mio. €. Die im Vergleich zum Vorjahr niedrigeren Aufwendungen für Altersversorgungsverpflichtungen i. H. v. -6,6 Mio. € wurden zum Teil durch höhere Löhne und Gehälter infolge der tariflichen Entwicklung kompensiert.

Die Entwicklung der Abschreibungen ist vornehmlich auf die gestiegenen Investitionstätigkeiten in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen i. H. v. 182,0 Mio. € (Vorjahr: 170,5 Mio. €) zurückzuführen.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen erhöhten sich korrespondierend zur Entwicklung der sonstigen betrieblichen Erträge aufgrund von einmaligen Aufwendungen im Rahmen der Übertragung von Pensionsverpflichtungen auf einen Pensionsfonds i. H. v. 115,5 Mio. €. Mit Ausnahme dieses Sondereffektes lagen die sonstigen betrieblichen Aufwendungen damit +33,3 Prozent über dem Vorjahr. Ursächlich hierfür sind u. a. höhere Wertberichtigungen bei den Forderungen.

Die Konzernbeteiligungserträge lagen mit insgesamt 17,1 Mio. € auf Vorjahresniveau (17,3 Mio. €).

Das Zinsergebnis verschlechterte sich deutlich um -15,4 Mio. € auf insgesamt -53,5 Mio. €. Dies ist im Wesentlichen auf Aufwendungen aus der Bewertung des Deckungsvermögens für Pensionsverpflichtungen zurückzuführen. Dem entgegen steht ein positiver Zinseffekt aus der Bewertung der Pensionsverpflichtungen im Vorjahresvergleich.

Das EBT i. H. v. insgesamt 94,8 Mio. € lag mit -7,1 Prozent unter dem Vorjahr. Unter Berücksichtigung der Ertragsteuern erzielten wir im Geschäftsjahr 2022 einen Konzernjahresüberschuss i. H. v. insgesamt 68,2 Mio. € und lagen damit etwa auf Vorjahresniveau.

II.3.3 Finanzlage des Konzerns

II.3.3.1 Kapitalstruktur

Kapitalstruktur	31.12.2022 Mio. €	31.12.2021 Mio. €	Veränd. Mio. €
Eigenkapital	454,7	449,3	5,4
Fremdkapital	1.623,3	1.251,6	371,7
Passiva	2.078,0	1.700,9	377,1

Die bilanzielle Eigenkapitalquote lag zum 31. Dezember 2022 mit 21,9 Prozent unter dem Vorjahr (26,4 Prozent).

Der KET gewährt der TEAG ein langfristiges Darlehen i. H. v. insgesamt 400,0 Mio. € in mehreren Tranchen, mit Laufzeiten bis teilweise 2027. Im Geschäftsjahr wurde eine Tranche i. H. v. 50,0 Mio. € getilgt.

Zur Finanzierung von Investitionen und der Umschuldung von Darlehen wurden in 2022 langfristige Kredite i. H. v. insgesamt 276,5 Mio. € aufgenommen. Die Darlehensverbindlichkeiten

gegenüber Kreditinstituten betragen zum Stichtag insgesamt 498,1 Mio. € und haben Laufzeiten bis teilweise 2042.

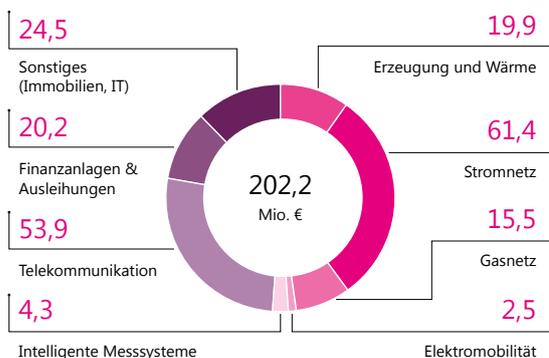
Die Finanzierung des operativen und investiven Geschäftes ist durch zusätzliche Kreditmittellinien bzw. -zusagen i. H. v. insgesamt 199,3 Mio. € abgesichert, die zum Stichtag nicht in Anspruch genommen wurden. Weitere Finanzierungen in geringerem Umfang erfolgten über Beteiligungsunternehmen.

Die zur Erfüllung von Verpflichtungen aus Altersversorgungszusagen in Fondsanteilen angelegten Mittel werden treuhänderisch verwaltet.

II.3.3.2 Investitionen

Insgesamt beliefen sich die Investitionen im Geschäftsjahr 2022 auf insgesamt 202,2 Mio. €, die sich auf folgende Bereiche verteilen:

Investitionen 2022 nach Geschäftsfeldern in Mio. €



Im Folgenden werden die wesentlichen Investitionsprojekte innerhalb unserer Geschäftsfelder vorgestellt.

Investitionen in Energieerzeugung und Wärme

Im Bereich Erzeugung und Wärme tätigten wir im Geschäftsjahr Investitionen i. H. v. insgesamt rund 19,9 Mio. €.

Zur Modernisierung und Erweiterung des HKW Jena wurde ein Betrag i. H. v. rund 13,2 Mio. € investiert. Die Investition führt zu einer signifikanten Effizienzverbesserung, einer Erhöhung des Stromanteils sowie einer vorteilhafteren Start-Stopp-Fähigkeit der Erzeugungsanlage. Weitere Ausgaben entfielen u. a. auf eine Aktualisierung des Leitsystems sowie verschiedene weitere

Einzelmaßnahmen. Am Standort des HKW Schwarza investierten wir rund 1,9 Mio. €, wovon rund 1,2 Mio. € auf den planmäßigen Austausch einer Gasturbine entfielen.

An unserem Wasserkraftwerk in Falken fand ebenfalls eine Erneuerung des Leitsystems statt. Zudem wurde in den Neuanschluss von Fernwärme- und Contractingkunden sowie in die Erneuerung der 0,4-kV-Schaltanlage am Standort Bad Salzungen investiert. Weitere Mittel flossen in die Erneuerung des Leistungsschalters unserer Gasmotorenanlage in Merxleben sowie in Betriebs- und Geschäftsausstattungen.

Im Bereich der dezentralen Wärmeerzeugungsanlagen haben wir im Berichtszeitraum rund 3,9 Mio. € investiert. Hiervon entfielen rund 2,1 Mio. € auf die Fortführung des Quartiersprojekts in Weida sowie rund 1,4 Mio. € auf den Beginn des Quartiersprojekts in Gera-Langenberg.

Im Bereich Wärmenetze investierten wir rund 0,2 Mio. €, mehrheitlich in den Neuanschluss von Wärmekunden an den Standorten Bad Lobenstein sowie Bad Blankenburg.

Investitionen in Strom- und Gasnetz

Im Geschäftsjahr haben wir in die Strom-, Gasverteil- und Straßenbeleuchtungsnetze Investitionen i. H. v. insgesamt rund 76,9 Mio. € getätigt.

In das **Stromverteilnetz** flossen Investitionen i. H. v. rund 61,4 Mio. €. Davon wurden 32,4 Mio. € für Anlagen im Bau sowie 17,7 Mio. € als fertige Anlagen an die TEAG verrechnet. Diese sind als Erlöse bei der TEN erfasst. Weitere 1,8 Mio. € sind in der TEAG als Direktanlagenzugänge bilanziert. Die restlichen 9,5 Mio. € wurden für das 110-kV-Netz eingesetzt und führten zu Anlagenzugängen bei der TEN.

Ein Schwerpunkt der Investitionen lag mit 33,1 Mio. € auf dem Ausbau des Mittel- und Niederspannungsnetzes. Im Zuge der Baumaßnahmen wurden rund 112 km Mittel- und Niederspannungsleitungen

errichtet und 75 Transformatorenstationen neu- bzw. umgebaut. Zusätzlich wurden im Geschäftsjahr insgesamt rund 2.400 Hausanschlüsse neu errichtet.

Im Mittelspannungsnetz wurde die Spannungsumstellung auf die internationale Normspannung 20 kV fortgesetzt. Der Mittelspannungsring der Wintersportstätten in Oberhof mit einer Länge von rund 4,5 km wurde mit 2 Kundenstationen und einer Ortsnetzstation auf 20 kV umgestellt. Zusätzlich wurden die Übergabestation und das kundeneigene Mittelspannungsnetz des Wintersportzweckverbandes umgestellt. In Grimmenthal-Simmershausen wurde die Spannungsumstellung mit der Umstellung der Transformatoren abgeschlossen. Insgesamt wurden in diesem Projekt 2 Umspannwerke, 130 km Mittelspannungsleitung und 120 Transformatorenstationen auf 20 kV umgestellt. In Königsee und Bad Liebenstein wurden vorbereitende Arbeiten für die geplante Spannungsumstellung im Jahr 2023 durchgeführt. Insgesamt werden damit 92,5 Prozent des Mittelspannungsnetzes mit 20 kV betrieben. Von der TEN wurden im Berichtszeitraum insgesamt rund 8,8 Mio. € in Zähler, Leit- und Informationstechnik sowie Betriebs- und Geschäftsausstattung investiert.

In Hochspannungsleitungen und Umspannwerke flossen im Berichtszeitraum Mittel i. H. v. 19,5 Mio. €. Auf den 110-kV-Trassen Weida–Gera-Langenberg und Weida–Beerwalde wurde die Übertragungskapazität erhöht und das Sicherheitsniveau an die bestehenden Vorgaben angepasst. Hierfür war der Neubau von 10 Hochspannungsmasten erforderlich. Zur Vorbereitung des Anschlusses des Umspannwerkes Sömmerda-West wurden 3 neue Hochspannungsmasten errichtet.

Im Bereich der Umspannwerke führte die TEN sowohl Erweiterungsinvestitionen als auch Ersatzneubauten durch. Hierzu zählten u. a. der Neubau des 110-kV-Umspannwerkes Sömmerda-West zur Aufnahme und Verteilung erneuerbarer Energien sowie die Erweiterung der 110-kV-Umspannwerke Menteroda und Thörey. Für einen großen Indus-

triekunden am Erfurter Kreuz wurde ein neues, leistungsfähiges Kundenumspannwerk gebaut.

In das **Erdgasverteilnetz** flossen Investitionen i. H. v. rund 15,5 Mio. €. Davon wurden 8,6 Mio. € für Anlagen im Bau sowie 6,1 Mio. € als fertige Anlagen an die TEAG verrechnet. Diese sind als Erlöse bei der TEN erfasst. Weitere 0,8 Mio. € sind in der TEAG als Direktanlagenzugänge bilanziert. Auf Investitionen im Bereich der Transport- und Verteilungsanlagen sowie Hausanschlüsse entfielen 14,1 Mio. €. Die Schwerpunkte der Neuerschließungen lagen in Obermaßfeld und Grimmenthal, Schwarzbach, Scheibe-Alsbach und Mühltröf.

Investitionsschwerpunkte im Gas-Hochdrucknetz lagen auf dem Neubau eines Netzanschlusses in Wünschendorf, der Umverlegung einer Gashochdruckleitung zur Erweiterung des Industriegebietes Kölleda-Kiebitzhöhe, dem Ersatzneubau der Ortsnetzgasdruckregelanlagen Werther, Mörsdorf und Rutha sowie dem Ersatzneubau der Gashochdruckleitung im Bereich der Übernahmestation Gillersdorf. Etwa 1,4 Mio. € wurden in Messeinrichtungen, Netzleit- und Übertragungstechnik sowie in Betriebs- und Geschäftsausstattung investiert.

Investitionen in Elektromobilität

Im Bereich Elektromobilität tätigten wir im Berichtszeitraum Investitionen i. H. v. rund 2,5 Mio. €. Die Investitionsschwerpunkte lagen mit rund 2,4 Mio. € auf dem Ausbau von insgesamt rund 30 HPC- bzw. DC-Schnellladepunkten an insgesamt 11 verschiedenen Standorten. Die Investitionen in öffentliche Ladeinfrastruktur erfolgten vorwiegend an Verkehrsknotenpunkten, wie etwa Autobahnen und Autobahnkreuzen sowie im Umfeld verschiedener Supermärkte und Einkaufsstätten.

Investitionen im Messwesen

Im Geschäftsjahr tätigten wir im Bereich intelligentes Messwesen Investitionen i. H. v. insgesamt rund 4,3 Mio. €. Weitere Mittel wurden u. a. zur Ertüchtigung von Prüfanlagen im Bereich der Prüfstelle für das intelligente Messwesen verwendet.

Investitionen in Telekommunikation

Im Geschäftsjahr haben wir im Bereich Telekommunikation Investitionen i. H. v. insgesamt rund 53,9 Mio. € getätigt. Die Investitionsschwerpunkte lagen v. a. im geförderten Glasfasernetzausbau, im eigenwirtschaftlichen Glasfaserausbau neuer Orte sowie in der Errichtung verschiedener Kundenanbindungen. Weitere Investitionen i. H. v. rund 2,5 Mio. € entfielen auf den Bereich Übertragungstechnik. Im Hinblick auf die fortschreitende Digitalisierung und die steigende Nachfrage nach Dienst- und Serviceleistungen mit hohem Datenvolumen haben wir im Berichtszeitraum zudem Erweiterungen unserer Backbone-Netzinfrastrukturen vorgenommen. Weitere Investitionen im Umfang von rund 1,5 Mio. € wurden im Rahmen von sonstigen LWL-Projekten getätigt. Mit unseren Investitionen in Lichtwellenleiter und Übertragungstechnik reagieren wir auf den zunehmenden Bandbreitenbedarf.

Investitionen in Finanzanlagen

Im Geschäftsjahr tätigten wir Investitionen in Finanzanlagen i. H. v. rund 20,2 Mio. €. Hiervon entfielen 12,7 Mio. € auf Investitionen im Rahmen von Beteiligungen. Diese betreffen im Wesentlichen Aufwendungen im Rahmen der Anteilsübertragung der Anteile an der Innosun am 1. Januar 2022. Auf Ausleihungen an verbundene, nicht konsolidierte Unternehmen entfiel ein Betrag i. H. v. 7,5 Mio. €.

Sonstige Investitionen

Im Geschäftsjahr führten wir zudem die Bauarbeiten am Standort des neuen TEAG Campus in Erfurt fort. Die Arbeiten an den 2 neuen Gebäudemodulen incl. der Arbeiten an den dazugehörigen Außenanlagen wurden im Berichtszeitraum abgeschlossen. An einem weiteren Gebäudemodul begann der erweiterte Roh- bzw. Innenausbau. Im Bereich der Außenanlagen erfolgte mit der Umsetzung behördlicher Auflagen der Einbau einer Lösch- und Brauchwasserzisterne sowie die Errichtung eines Funkmastes. Im Berichtszeitraum begannen zudem Erweiterungsarbeiten an unseren Lagerflächen, deren Fertigstellung für das Geschäftsjahr 2023

vorgesehen ist. Insgesamt investierten wir im Geschäftsjahr 2022 im Rahmen dieser und weiterer Bauarbeiten am Standort unseres neuen TEAG Campus Erfurt einen Betrag i.H.v. rund 8,9 Mio. €.

Im Geschäftsjahr tätigten wir im Bereich IT-Infrastruktur Investitionen i.H.v. insgesamt rund 11,6 Mio. €. Diese umfassten im Wesentlichen Investitionen in die IT-Sicherheit und Hardware-

Modernisierung der Netzwerkinfrastruktur und -technik i.H.v. 2,6 Mio. €, Investitionen in die Umstellung der SAP-Systeme i.H.v. 2,4 Mio. €, Investitionen in den weiteren Ausbau des Messstellenbetriebssystems und die Umsetzung der hiermit zusammenhängenden gesetzlichen Anforderungen i.H.v. 1,4 Mio. € sowie Investitionen im Rahmen der Einführung des TEN-Netzkundenportals i.H.v. 1,3 Mio. €.

II.3.3.3 Liquidität

	2022 Mio. €	2021 Mio. €	Veränd. Mio. €
Cashflow aus der laufenden Geschäftstätigkeit	185,7	137,9	47,8
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-195,0	-176,8	-18,2
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	147,6	46,9	100,7
Zahlungswirksame Veränderung des Finanzmittelfonds	138,3	8,0	130,3
Finanzmittelfonds am Anfang der Periode	8,0	0,0	8,0
Finanzmittelfonds am Ende der Periode	146,3	8,0	138,3

Die Liquidität unserer Gesellschaft war im Geschäftsjahr stets gesichert. Die zukünftige Entwicklung ist maßgeblich von den gesamtwirtschaftlichen, und hier insbesondere den energiewirtschaftlichen, den regulatorischen Rahmenbedingungen sowie der Ausschüttungs- und Investitionsstrategie abhängig.

Die deutliche Erhöhung des Cashflows aus der laufenden Geschäftstätigkeit resultiert u. a. aus höheren Beiträgen des energiewirtschaftlichen Geschäftes.

Der negative Cashflow aus der Investitionstätigkeit resultierte insbesondere aus den Auszahlungen

für Investitionen in das Anlagevermögen i.H.v. 200,6 Mio. € (Vorjahr: 196,3 Mio. €) sowie aus Auszahlungen in das Deckungsvermögen i.H.v. 8,6 Mio. € (Vorjahr: 5,1 Mio. €). Ferner beinhaltet der Cashflow aus der Investitionstätigkeit die im Berichtsjahr vorgenommenen Auszahlungen im Rahmen der Übertragung von Pensionsverpflichtungen auf einen Pensionsfonds i.H.v. 9,8 Mio. €. Dem entgegen standen Einzahlungen für erhaltene Dividenden i.H.v. 22,3 Mio. € (Vorjahr: 22,2 Mio. €).

Der stark angestiegene Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit enthält die im Berichtsjahr für das Geschäftsjahr 2021 erfolgten Dividendenzahlungen i.H.v. 62,8 Mio. € (Vorjahr: 62,8 Mio. €) sowie Ein-

zahlungen aus der Aufnahme langfristiger Kredite i. H. v. 276,5 Mio. € (Vorjahr: 115,0 Mio. €) und Einzahlungen aus erhaltenen Zuschüssen i. H. v. 37,2 Mio. € (Vorjahr: 25,5 Mio. €). Des Weiteren wurden Zinsen i. H. v. 22,8 Mio. € (Vorjahr: 19,4 Mio. €) für langfristige Darlehen gezahlt.

Insgesamt konnten die Mittelabflüsse der Investitions- und Finanzierungstätigkeit aus der laufenden Geschäftstätigkeit sowie durch Kreditaufnahmen gedeckt werden. Der Finanzmittelbestand erhöhte sich um insgesamt +138,3 Mio. €.

II.3.3.4 Vermögenslage des Konzerns

AKTIVA			
	31.12.2022	31.12.2021	Veränd.
	Mio. €	Mio. €	Mio. €
Anlagevermögen	1.473,5	1.364,1	109,4
Umlaufvermögen	586,6	317,8	268,8
Rechnungsabgrenzungsposten	1,1	0,8	0,3
Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung	0,5	1,9	-1,4
Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG	16,3	16,3	0,0
	2.078,0	1.700,9	377,1

PASSIVA			
	31.12.2022	31.12.2021	Veränd.
	Mio. €	Mio. €	Mio. €
Eigenkapital	454,7	449,3	5,4
Unterschiedsbetrag aus der Kapitalkonsolidierung	3,4	3,8	-0,4
Zuschüsse	172,9	130,6	42,3
Rückstellungen	522,5	413,4	109,1
Verbindlichkeiten	915,2	694,6	220,6
Rechnungsabgrenzungsposten	7,3	7,0	0,3
Passive latente Steuern	2,0	2,2	-0,2
	2.078,0	1.700,9	377,1

Aktiva

Das Anlagevermögen, das im Wesentlichen durch das Sachanlagevermögen geprägt ist, erreichte zum Bilanzstichtag einen Anteil i. H. v. 70,9 Prozent (Vorjahr: 80,2 Prozent) an der Bilanzsumme. Insgesamt ist das Anlagevermögen zu 30,9 Prozent (Vorjahr: 32,9 Prozent) durch Eigenkapital gedeckt. Im Geschäftsjahr hat sich das Anlagevermögen um +8,0 Prozent auf insgesamt 1.473,5 Mio. €, insbesondere infolge von Investitionen in das Sachanlagevermögen, erhöht.

Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen erfolgten i. H. v. 83,8 Mio. € (Vorjahr: 78,4 Mio. €).

Beim Umlaufvermögen ist ein erheblicher Anstieg i. H. v. +84,6 Prozent auf insgesamt 586,6 Mio. € zu verzeichnen. Ursächlich hierfür ist insbesondere ein Anstieg der liquiden Mittel i. H. v. +125,6 Mio. € aufgrund des Abrufes von Darlehen zur langfristigen Finanzierung von Investitionen. Des Weiteren stiegen die Forderungen und sonstigen Vermögensgegenstände um insgesamt +109,7 Mio. € bzw. +45,7 Prozent an. Insbesondere die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen nahmen aufgrund der energiewirtschaftlichen Preisentwicklungen um insgesamt +81,9 Mio. € zu. Ebenso erhöhte sich das Vorratsvermögen um insgesamt +33,5 Mio. €, insbesondere bedingt durch höhere Einspeisekosten des gespeicherten Erdgases im UGS Allmenhausen sowie die Beschaffung von Emissionszertifikaten.

Im Posten „Aktiver Unterschiedsbetrag aus Vermögensverrechnung“ wird Deckungsvermögen ausgewiesen, das die entsprechenden Verpflichtungen aus Altersversorgungszusagen übersteigt.

Passiva

Das Eigenkapital zum Bilanzstichtag erhöhte sich leicht auf insgesamt 454,7 Mio. €. Aus dem Bilanzgewinn des Vorjahres wurden im Geschäftsjahr Dividendenzahlungen i. H. v. 62,8 Mio. € geleistet.

Unter dem Posten „Unterschiedsbetrag aus der Kapitalkonsolidierung“ erfolgt der Ausweis und die Fortschreibung der passiven Unterschiedsbeträge aus der Erstkonsolidierung zum 1. Januar 2012 (betrifft ausschließlich ein verbundenes Unternehmen).

Die Rückstellungen erhöhten sich zum Stichtag um insgesamt +26,4 Prozent, die Verbindlichkeiten stiegen zum 31. Dezember 2022 um insgesamt +31,8 Prozent an. Die Entwicklung der Rückstellungen ist im Wesentlichen durch einen Anstieg der Rückstellungen für ausstehende Rechnungen bedingt. Die Erhöhung der Verbindlichkeiten resultiert v. a. aus Aufnahmen von Darlehen gegenüber Kreditinstituten. Die Darlehensverbindlichkeiten betragen zum Stichtag insgesamt 498,1 Mio. € (Vorjahr: 248,1 Mio. €). Dem entgegen verringerten sich die sonstigen Verbindlichkeiten um -44,5 Mio. € auf insgesamt 367,7 Mio. €, u. a. aufgrund der Tilgung des KET-Darlehens i. H. v. 50,0 Mio. €.

Das kurzfristige Fremdkapital war im Berichtsjahr nahezu durch kurzfristig liquidierbare Vermögenswerte gedeckt. Aufgrund der bestehenden Kreditlinien ist die Finanzierung des Konzerns gesichert.

II.4 Unternehmenssituation der TEAG

II.4.1 Ertragslage der TEAG

Die Ausführungen zu den Grundlagen und den Rahmenbedingungen des Konzerns treffen auch auf die TEAG zu. Da die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage unseres Konzerns im Wesentlichen durch die TEAG als Mutterunternehmen geprägt ist, wird die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der TEAG im Folgenden separat in zusammengefasster Form dargestellt.

Im Geschäftsjahr hat die TEAG ein EBITDA i. H. v. 202,7 Mio. € (Vorjahr: 199,9 Mio. €), ein EBT i. H. v. 93,8 (Vorjahr: 105,0) sowie einen Jahresüberschuss i. H. v. 70,2 Mio. € (Vorjahr: 73,1 Mio. €) erwirtschaftet. Die im letzten Geschäftsjahr gesetzten Ziele wurden erreicht. Geplant war ein EBITDA zwischen 200 Mio. € und 220 Mio. €, ein EBT zwischen 90 Mio. € und 100 Mio. € sowie einen Jahresüberschuss zwischen 65 Mio. € und 75 Mio. €.

Ertragslage	2022 Mio. €	2021 Mio. €	Veränd. Mio. €
Umsatzerlöse	1.922,2	1.322,4	599,8
Bestandsveränderungen	0,0	0,0	0,0
Andere aktivierte Eigenleistungen	0,4	0,0	0,4
Sonstige betriebliche Erträge	122,5	61,2	61,3
Materialaufwand	1.675,1	1.086,7	588,4
Rohergebnis	370,0	296,9	73,1
Personalaufwand	49,8	51,9	-2,1
Sonstige betriebliche Aufwendungen	132,7	60,8	71,9
Erträge aus Beteiligungen	25,5	25,7	-0,2
Aufwendungen aus Verlustübernahmen	10,3	10,0	0,3
EBITDA	202,7	199,9	2,8
Abschreibungen	67,5	65,9	1,6
EBIT	135,2	134,0	1,2
Zinsergebnis	-41,4	-29,0	-12,4
Ergebnis vor Steuern vom Einkommen und vom Ertrag (EBT)	93,8	105,0	-11,2
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	23,6	31,9	-8,3
Ergebnis nach Steuern	70,2	73,1	-2,9
Jahresüberschuss	70,2	73,1	-2,9

Die Umsatzerlöse erhöhten sich im Vergleich zum Vorjahr um +599,8 Mio. € auf insgesamt 1.922,2 Mio. €. Die Erhöhung betrifft nahezu alle Geschäftsbereiche. Die stärksten Anstiege waren dabei im energiewirtschaftlichen Bereich Strom (+390,5 Mio. € bzw. +45,7 Prozent), im Gasbereich (+184,4 Mio. € bzw. +92,8 Prozent) sowie im Bereich Fernwärme (+10,3 Mio. € bzw. +48,2 Prozent) zu verzeichnen. Der Anstieg bei den energiewirtschaftlichen Erlösen ist u. a. auf die notwendige Weitergabe der hohen Bezugskosten bei der Beschaffung von Energie infolge der Energiemarktkrise zurückzuführen. Die Erlöse aus der Verpachtung erhöhten sich um +8,1 Prozent auf 156,1 Mio. €.

Die sonstigen betrieblichen Erträge haben sich im Vorjahresvergleich deutlich erhöht. Dieser Anstieg betrifft mit +70,0 Mio. € Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen im Rahmen der Übertragung von Pensionsverpflichtungen auf einen Pensionsfonds und der Einführung einer Kapitalisierungsoption.

Der Materialaufwand, der im Wesentlichen Aufwendungen für Brennstoffe, Energiebezug und Netznutzung enthält, erhöhte sich deutlich um +588,4 Mio. € auf 1.675,1 Mio. €. Ursächlich hierfür sind vornehmlich die gestiegenen Aufwendungen für den Strom- und Gasbezug infolge der Energiemarktkrise. Die Materialaufwandsquote, gemessen an den Umsatzerlösen, lag mit 87,1 Prozent damit auch über dem Vorjahresniveau (82,2 Prozent).

Der Personalaufwand verringerte sich im Vergleich zum Vorjahr um -4,0 Prozent auf insgesamt 49,8 Mio. €. Die im Vergleich zum Vorjahr niedrigeren Aufwendungen für Altersversorgungsverpflichtungen i. H. v. -3,8 Mio. € wurden zum Teil durch höhere Löhne und Gehälter infolge der tariflichen Entwicklung kompensiert.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen erhöhten sich korrespondierend zur Entwicklung der sonstigen betrieblichen Erträge aufgrund von einmaligen Aufwendungen im Rahmen der Übertragung von Pensionsverpflichtungen auf einen

Pensionsfonds i. H. v. 67,9 Mio. €. Mit Ausnahme dieses Sondereffektes liegen die sonstigen betrieblichen Aufwendungen mit insgesamt +6,6 Prozent über dem Vorjahr.

Die Erträge aus Beteiligungen lagen mit 25,5 Mio. € (Vorjahr: 25,7 Mio. €) auf Vorjahresniveau.

Im Berichtszeitraum erzielte die TEAG ein EBITDA von 202,7 Mio. €. Dies entspricht einem leichten Anstieg von +1,4 Prozent im Vergleich zum Vorjahr. Das Ergebnis vor Steuern vom Einkommen und vom Ertrag lag mit 93,8 Mio. € um 11,2 Mio. € unter dem des Geschäftsjahres 2021. Ursächlich für diese Entwicklung sind u. a. Aufwendungen im Zusammenhang mit Vorfälligkeitsentschädigungen für langfristige Darlehen i. H. v. 8,8 Mio. € sowie erhöhte Aufwendungen aus der Bewertung des Deckungsvermögens für Pensionsverpflichtungen. Dem entgegen steht ein positiver Zinseffekt aus der Bewertung der Pensionsverpflichtungen im Vorjahresvergleich.

Unter Berücksichtigung der Ertragsteuern erzielten wir einen Jahresüberschuss i. H. v. 70,2 Mio. €.

II.4.2 Finanzlage der TEAG

Die bilanzielle Eigenkapitalquote der TEAG zum 31. Dezember 2022 reduzierte sich auf 25,8 Prozent gegenüber 30,9 Prozent am Ende des Vorjahres.

Zur Finanzierung von Investitionen und der Umschuldung von Darlehen wurden im Geschäftsjahr langfristige Kredite i. H. v. insgesamt 276,5 Mio. € aufgenommen. Die Darlehensverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten betragen zum Stichtag insgesamt 498,1 Mio. € und haben Laufzeiten bis teilweise 2042.

Der KET gewährt der TEAG ein langfristiges Darlehen i. H. v. insgesamt 400,0 Mio. € in mehreren Tranchen mit Laufzeiten bis teilweise 2027. Im Geschäftsjahr wurde eine Tranche i. H. v. 50,0 Mio. € getilgt.

Die Finanzierung des operativen und investiven Geschäftes ist durch Kreditmittellinien bzw. -zusagen i. H. v. 199,3 Mio. € abgesichert, die zum Stichtag nicht in Anspruch genommen wurden. Weitere Finanzierungen erfolgten über Tochter- und Beteiligungsunternehmen.

Die Liquidität der TEAG war im Geschäftsjahr stets gesichert. Die zukünftige Entwicklung ist maßgeblich von den wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen sowie von der Ausschüttungs- und Investitionsstrategie abhängig.

Die Investitionen der TEAG in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen beliefen sich im Berichtsjahr auf 112,3 Mio. €. Für das Geschäftsjahr 2023 haben wir einen Betrag von rund 156,2 Mio. € geplant. Dies betrifft v. a. Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen, wovon der wesentliche Teil durch Investitionen in das Strom- und Gasnetz sowie in der Erzeugung und der IT bestimmt ist.

II.4.3 Vermögenslage der TEAG

Die Bilanzsumme betrug zum 31. Dezember 2022 1.914,8 Mio. € und erhöhte sich gegenüber dem Vorjahr um +341,0 Mio. € bzw. 21,7 Prozent. Auf der Aktivseite betraf dies v. a. das um +73,8 Mio. € höhere Anlagevermögen, deren Anstieg insbesondere bedingt ist durch die Investitionstätigkeiten der TEAG. Darüber hinaus stieg das Umlaufvermögen um +267,9 Mio. €. Ursächlich hierfür ist insbesondere ein Anstieg der liquiden Mittel um +125,7 Mio. € aufgrund des Abrufes von Darlehen zur langfristigen Finanzierung von Investitionen. Des Weiteren sind die Forderungen und sonstigen Vermögensgegenstände um +112,1 Mio. € bzw. +69,5 Prozent gestiegen. Insbesondere die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen nahmen aufgrund der Preiserhöhungen für Strom und Gas i. H. v. +83,8 Mio. € zu. Ebenso erhöhte sich das Vorratsvermögen um +30,1 Mio. €, insbesondere auch durch höhere Einspeisekosten des gespeicherten Erdgases im UGS Allmenhausen sowie im Rahmen der Beschaffung von Emissionszertifikaten.

Auf der Passivseite stieg das Eigenkapital um +7,4 Mio. €. Die Rückstellungen erhöhten sich um +110,9 Mio. € bzw. +37,3 Prozent und die Verbindlichkeiten um +218,6 Mio. € bzw. 31,8 Prozent. Die Entwicklung der Rückstellungen ist im Wesentlichen durch einen Anstieg der Rückstellungen für ausstehende Rechnungen bedingt. Die Erhöhung der Verbindlichkeiten resultiert v. a. aus Aufnahmen von Darlehen gegenüber Kreditinstituten. Die Darlehensverbindlichkeiten betragen zum Stichtag 498,1 Mio. € (Vorjahr: 246,0 Mio. €). Dem entgegen verringerten sich die sonstigen Verbindlichkeiten um -45,1 Mio. € auf 366,1 Mio. € aufgrund der Tilgung des KET-Darlehens i. H. v. 50,0 Mio. €.

Das kurzfristige Fremdkapital ist zum überwiegenden Teil durch kurzfristig liquidierbare Vermögenswerte gedeckt. Unter Berücksichtigung bestehender Kreditlinien ist die Finanzierung der Gesellschaft gesichert.

II.4.4 Erklärung zur Unternehmensführung zu § 289f Absatz 4 HGB

Das vom Bundesministerium für Familie, Senioren, Frauen und Jugend und dem Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz gemeinsam auf den Weg gebrachte Gesetz für die gleichberechtigte Teilhabe von Frauen und Männern an Führungspositionen in der Privatwirtschaft und im öffentlichen Dienst hat das Ziel, den Anteil von Frauen in den Führungsgremien von Wirtschaft und Verwaltung deutlich zu erhöhen. Im Rahmen laufender Strukturierungsmaßnahmen streben wir eine kontinuierliche Erhöhung des Frauenanteils in unserem Unternehmen an. Unsere Stellenausschreibungen richten sich in gleicher Weise an alle Geschlechter. Bei gleicher Eignung, Leistung und Befähigung werden insbesondere weibliche Bewerberinnen berücksichtigt. Im Geschäftsjahr lag der Frauenanteil auf der ersten Führungsebene bei 11,1 Prozent. Auf der zweiten Führungsebene waren zum Stichtag 20,0 Prozent der Führungskräfte weiblich. Nach Beschluss des Aufsichtsrates und des Vorstandes sollen diese Zielgrößen bis zum 30. Juni 2027 mindestens beibehalten werden.

Im Vorstand war keine Frau vertreten. Der Aufsichtsrat strebt grundsätzlich eine Erhöhung des Frauenanteils im Vorstand an. Auch die Vorstandsbesetzung richtet sich gleichermaßen an alle Geschlechter: Bei gleicher Eignung, Leistung und Befähigung wurden und werden im Auswahlprozess insbesondere weibliche Bewerberinnen bevorzugt berücksichtigt. Gleichwohl konnte im Berichtszeitraum, auch unter Einbeziehung geeigneter Personalberater, keine gleichermaßen qualifizierte weibliche Bewerberin gewonnen werden. Der Frauenanteil im Aufsichtsrat lag am Ende des Geschäftsjahres bei 38,8 Prozent und damit über der festgelegten Zielgröße von 33,3 Prozent.

II.4.5 Tätigkeiten gemäß § 6b EnWG

Die TEAG ist nach den Regelungen des EnWG ein vertikal integriertes EVU. Sie kommt den Verpflichtungen gemäß § 6b Abs. 3 EnWG sowie § 3 Abs. 4 Satz 2 MsbG nach und führt getrennte Konten für die folgenden Tätigkeiten:

- Elektrizitätsverteilung,
- Gasverteilung,
- Gasspeicherung,
- Messstellenbetrieb,
- andere Tätigkeiten innerhalb des Elektrizitäts- und Gassektors und
- Tätigkeiten außerhalb des Elektrizitäts- und Gassektors.

Tätigkeitsabschlüsse wurden für die Katalogtätigkeiten Elektrizitätsverteilung, Gasverteilung und Gasspeicherung sowie Messstellenbetrieb mME und iMSys aufgestellt.

Der Bereich Gasspeicherung bildet alle mit dem Untergrunderdgasspeicher UGS Allmenhausen und dem UGS Kirchheilingen verbundenen Aktivitäten ab. Der UGS Allmenhausen befindet sich im Eigen-

tum der TEAG und ist an die TEP Thüringer Energie Speichergesellschaft mbH, Erfurt (TEP), verpachtet. Der UGS Kirchheilingen geht 2023 in das Eigentum der TEAG über und wird dann an die TEP verpachtet.

In den anderen Tätigkeiten innerhalb des Elektrizitäts- bzw. innerhalb des Gassektors sind unsere jeweiligen vertrieblichen Aktivitäten enthalten. Den anderen Tätigkeiten innerhalb des Elektrizitätssektors sind auch die reinen Stromerzeugungsanlagen zugeordnet. Die Tätigkeiten außerhalb des Elektrizitäts- und Gassektors umfassen insbesondere das Beteiligungsgeschäft und die Wärmesparte einschließlich der KWK-Anlagen.

Die Tätigkeit Messstellenbetrieb beinhaltet im Wesentlichen das Anlagevermögen und die Verpachtung der Wirtschaftsgüter Messstellenbetrieb mME und iMSys an den gMSB TEN.

II.4.6 Schlusserklärung zum Abhängigkeitsbericht

Der Bericht über die Beziehungen zu verbundenen Unternehmen wird im Geschäftsjahr für den Zeitraum vom 1. Januar bis 31. Dezember 2022 über die Beziehungen zum KET und den mit ihm verbundenen Unternehmen erstattet. Der gemäß § 312 Aktiengesetz (AktG) erstellte Bericht des Vorstands über die Beziehungen zu verbundenen Unternehmen im Geschäftsjahr enthält folgende Schlusserklärung:

„Unsere Gesellschaft hat bei den im Bericht über die Beziehungen zu verbundenen Unternehmen aufgeführten Rechtsgeschäften nach den Umständen, die uns im Zeitpunkt ihrer Vornahme bekannt waren, bei jedem Rechtsgeschäft eine angemessene Gegenleistung erhalten. Sie hat Maßnahmen im Sinne von § 312 AktG weder getroffen noch unterlassen.“

III Chancen- und Risikobericht

III.1 Chancen- und Risikomanagementsystem

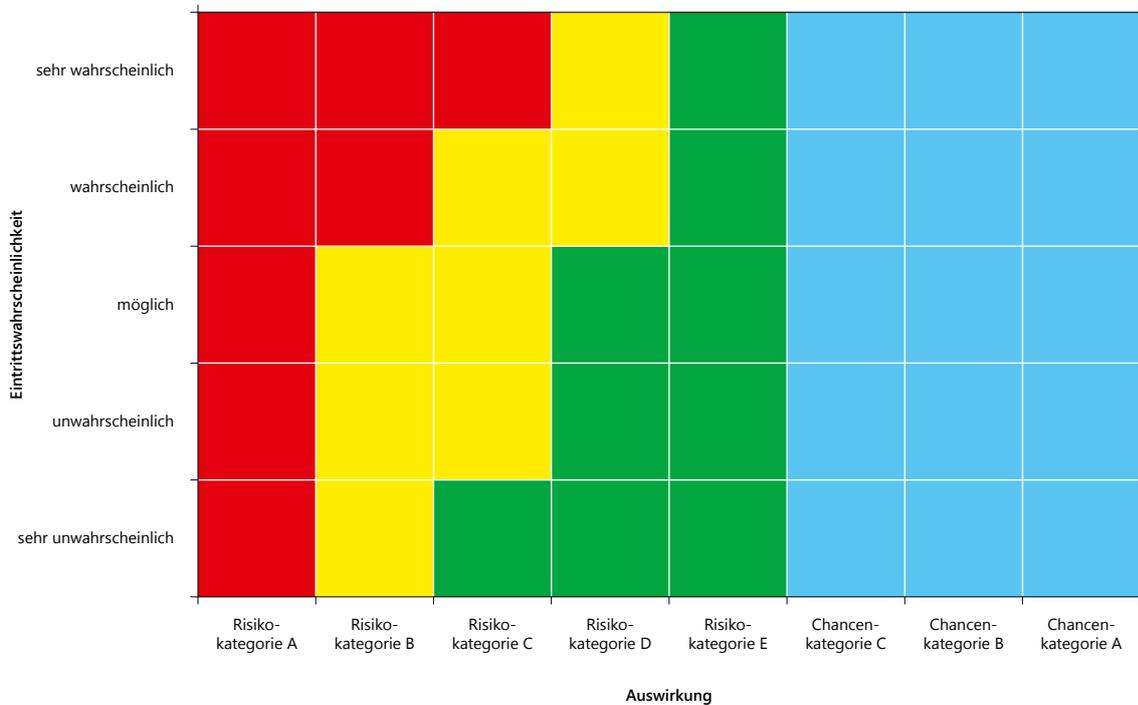
Das Geschäftsjahr 2022 hat zu tiefgreifenden Veränderungsprozessen geführt, die weitreichende Auswirkungen auf die Geschäftsaktivitäten unserer gesamten Unternehmensgruppe haben. Der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine und das Inkrafttreten der Wirtschaftssanktionen gegen Russland, sowie Russlands Reaktionen auf die Sanktionen, haben zu einer Kaskade an sich verändernden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen geführt. Die politischen und rechtlichen Veränderungen gehen dabei auch mit einem starken Zuwachs an neuen Marktchancen und -risiken einher. Unter Berücksichtigung technischer Aspekte, wie etwa dem fortschreitenden Zusammenwachsen zwischen Erzeugern und Verbrauchern (u. a. im Kontext der Energie-, Wärme- und Verkehrswende), führen sie zu einer ausgeprägten Dynamisierung des energiewirtschaftlichen Marktumfeldes. Unsere Geschäftsaktivitäten werden derzeit durch tiefgreifende Transformationsprozesse auf allen Ebenen geprägt. Die sich hieraus ergebenden Chancen und Risiken innerhalb unserer Gruppe werden von uns nachhaltig durch ein aktives Chancen- und Risikomanagementsystem gesteuert. Die Steuerung ist dabei konzernweit implementiert. Die konsequente Durchsetzung fördert ein einheitliches Bewusstsein und bildet einen wichtigen Faktor innerhalb unserer Unternehmensgruppe. Durch eine übergreifende Betrachtung schaffen wir die Voraussetzungen für einen ganzheitlichen Strategie-, Planungs- und Controlling-Prozess. Darüber hinaus fördern wir die Tätigkeiten der internen Revision sowie die Etablierung einer Compliancekultur.

Das Management von Chancen und Risiken in der TEAG-Unternehmensgruppe erstreckt sich, neben dem Chancen- und Risikomanagementsystem im engeren Sinn, auf ein internes Kontrollsystem, ein qualifiziertes Frühwarnsystem sowie eine Aufstellung entsprechender Sicherungsmaßnahmen. Zu unserem Chancen- und Risikomanagementsystem gehören detaillierte Chancen- bzw. Risikobeschreibungen und -bewertungen, die Festlegung von Frühwarnindikatoren mit den dazugehörigen Grenzwerten sowie daran anknüpfende Maßnahmen zur Risikominderung. Die angewandten Methoden und Instrumente werden kontinuierlich überprüft und weiterentwickelt. Zu den relevanten Steuerungsgrößen gehören die Risikotragfähigkeit, das EBITDA, das EBT und die Liquidität. Zudem erfolgen regelmäßig Informationen über die wesentlichen aktuellen Entwicklungen an den Vorstand und den Aufsichtsrat.

Die jeweiligen Chancen und Risiken betrachten wir nicht isoliert, sondern analysieren deren Zusammenhänge sowohl in quantitativer als auch in qualitativer Weise. Die Bewertungsgrundlage bildet die jeweilige Mittelfristplanung. Sofern es sinnvoll und durchführbar ist, erfolgt eine quantitative Bewertung anhand der Parameter „Nettowert“ und „Eintrittswahrscheinlichkeit“. Falls Chancen und Risiken nicht quantifizierbar sind, bewerten wir anhand von „Eintrittswahrscheinlichkeitsklassen“ und „Auswirkungsklassen“. Dabei unterteilen wir die Chancen und Risiken in 3 (A bis C) bzw. 5 (A bis E) Auswirkungsklassen.

Die Risikotragfähigkeit der TEAG-Gruppe berechnen wir auf handelsrechtlicher Basis. Dem erfolgsbasierten Risikodeckungspotenzial, das sich aus dem handelsrechtlich ausgewiesenen Eigenkapital und einer geplanten Ergebnisgröße ermittelt, werden handelsrechtlich auszuweisende Risiken sowie mögliche Risiken aus außerbilanziellen Geschäften gegenübergestellt.

Als Maßstab zur Beurteilung der Chancen- und Risikopotenziale verwenden wir eine entsprechende Matrix. Die Bedeutung der jeweiligen Risiken steigt vom grünen bis zum roten Bereich. Bei den Chancen erfolgt hingegen keine farbliche Abstufung hinsichtlich der Bedeutung. Auf Grundlage der Eintrittswahrscheinlichkeit und des Nettowerts bzw. der Intensitätsstufen ordnen wir die Chancen und Risiken der Matrix zu. Die nachfolgende Abbildung verdeutlicht das Prinzip.



Die weiteren Ausführungen beziehen sich auf alle Risiken, die im Rahmen der internen Bewertung den gelben bzw. roten Feldern zugeordnet wurden. Chancen werden analog bei entsprechender Bedeutung aufgeführt.

III.2 Chancen und Risiken

Gesamteinschätzung zur Chancen- und Risikolage

Für die TEAG-Unternehmensgruppe existieren derzeit keine bestandsgefährdenden Risiken, weder durch Einzel-, noch durch aggregierte Positionen. Diese werden auch nicht für das folgende Geschäftsjahr erwartet. Das vorhandene Risikodeckungspotenzial ist – auch vor dem Hintergrund der aktuellen Energiemarktkrise – ausreichend, um den aggregierten Gesamtrisikoumfang zu tragen. Die Risikotragfähigkeit ist sowohl für unsere Tochterunternehmen als auch für unsere Unternehmensgruppe insgesamt gegeben. Dennoch unterliegt unsere Gruppe gewissen Unsicherheiten, die unsere Geschäftsaktivitäten beeinflussen können. Durch den Einsatz geeigneter Kontroll- und Überwachungssysteme sowie entsprechender Sicherungsmaßnahmen begrenzen wir diese Risiken weitestgehend. Neben den Risiken können sich unterschiedliche Sachverhalte dabei auch positiv auf unsere Geschäftstätigkeiten auswirken. Die frühzeitige Identifizierung, Überwachung und Steuerung dieser Chancen erfolgt ebenfalls im Rahmen unseres Chancen- und Risikomanagements. Dabei gilt es, die entsprechenden Chancenpotenziale sowohl auf Ebene der einzelnen Geschäftsbereiche als auch auf der Gesamtebene unserer Unternehmensgruppe zu erkennen und entsprechende Maßnahmen einzuleiten. Auf Grundlage unserer internen Chancen- bzw. Risikerkennung und -bewertung haben die folgenden Sachverhalte eine wesentliche Bedeutung auf unsere Vermögens-, Finanz- und Ertragslage.

Chancen und Risiken aus übergreifenden Entwicklungen

Übergreifende Risiken ergeben sich v.a. infolge der Ukraine- und Energiemarktkrise. Insbesondere bei Absatzmengen, Preisen, Margen und Liquidität entstehen neue Risiken. Die potentiellen Auswirkungen bestehender Risiken vervielfältigen sich dabei zunehmend. Die allgemeine Risikosituation verschärft sich durch die anhaltende und sich verstärkende Material- und Dienstleisterknappheit sowie eine drohende Rezessionsgefahr in Europa. Als Reaktion auf die komplexe Risikosituation haben wir in unse-

rer Unternehmensgruppe u. a. einen regelmäßig tagenden Krisenstab eingerichtet, unsere Beschaffungspolitik überarbeitet, unseren Gasspeicher weiter befüllt, und uns noch intensiver mit unseren Kunden, unseren Lieferanten, verschiedenen Verbänden und dem Gesetzgeber abgestimmt.

Prinzipiell unterliegt die Energiewirtschaft fortwährend strukturellen Veränderungen. Die aktuellen geopolitischen Ereignisse jedoch bedingen geschäftsfeldübergreifend zusätzliche umfangreiche und tiefgreifende Veränderungen, nicht zuletzt aus rechtlicher Perspektive (u. a. im Hinblick auf die Soforthilfen für Letztverbraucher sowie die Einführung eines Gas-, Wärme- und Strompreisdeckels).

Durch die Anstrengungen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sowie durch die Dekarbonisierung, Dezentralisierung und Digitalisierung verändert sich das Marktumfeld unserer Geschäftsfelder. Die bereits vollzogenen strukturellen Veränderungen, insbesondere großer EVUs, wirken sich umfassend auf die Bereiche Vertrieb, Netze und Erzeugung aus. Dies führt zur Entstehung neuer Chancen und Risiken. Durch den Markteintritt neuer Wettbewerber können sich zudem Form, Richtung und Intensität des Wettbewerbs innerhalb der Branche grundlegend verändern. Marktteilnehmer wachsen mitunter aus ihren bisherigen Nischen heraus und intensivieren so den Wettbewerb unter den bestehenden Marktteilnehmern. Auch Schnittstellen zu anderen Branchen sowie mögliche Kettenreaktionen innerhalb der Energiebranche können weitere Risiken bergen. Gegenläufige Tendenzen hingegen können sich aus dem Marktaustritt einzelner Versorger ergeben.

Das Fortdauern der Corona-Pandemie bzw. deren ungewisser weiterer Verlauf stellt nicht nur eine anhaltende gesundheitliche Gefahr für unsere Mitarbeiter dar, sondern birgt ebenso auch das Risiko wirtschaftlicher Folgeschäden. Aus der Dynamik des Pandemiegeschehens ergeben sich weitreichende Risiken in allen Geschäftsbereichen, so u. a. auch im Hinblick auf die weltweit weiterhin

angespannten Lieferketten. Den entsprechenden Herausforderungen begegnen wir mit einer Vielzahl erprobter Gegenmaßnahmen bzw. Maßnahmen zur Risikoreduzierung. Das übergeordnete Ziel ist für uns immer der sichere Betrieb der uns anvertrauten Infrastruktur bei gleichzeitiger Minimierung der Infektionsrisiken für unsere Mitarbeiter und die Gesellschaft. Die bisher ergriffenen Maßnahmen für unsere Mitarbeiter wurden in Abschnitt II.2.7 dargestellt. In Abhängigkeit der weiteren Entwicklung werden ggf. weitere Maßnahmen zu ergreifen sein.

Durch die Dynamik des Marktumfelds bzw. die entsprechenden Transformationsprozesse ergeben sich für unsere Unternehmensgruppe darüber hinaus aber auch verschiedene strategische Entwicklungschancen. Die aktuellen Veränderungen gehen dabei über unsere bisherigen, im Rahmen der Hochrechnungen bzw. Mittelfristplanungen betrachteten Ansätze hinaus. Die mit der Energie-, Wärme-, und Verkehrswende einhergehenden bzw. entstehenden Geschäftschancen beispielsweise bieten das Potenzial, unseren Unternehmenserfolg nachhaltig positiv zu beeinflussen.

Übergreifende Chancen ergeben sich insbesondere durch die Entwicklung und Nutzung neuer, innovativer Technologien, aus denen wettbewerbsfähige Produkte und Dienstleistungen hervorgehen können. Entsprechende Geschäftspotenziale sind aktuell u. a. durch unsere Portfolioentwicklung im Bereich der erneuerbaren Energien, den Ausbau der Ladesäuleninfrastruktur im Bereich Elektromobilität, durch eine konsequente Fortführung der Digitalisierung im Bereich des Messwesens sowie durch den weiteren Ausbau unseres Dienstleistungsgeschäftes (z. B. im Bereich Geoinformationssysteme, Redispatch 2.0 und Glasfaser) gegeben. Im Bereich Wasserstoff bestehen weitere wichtige Entwicklungschancen, die wesentlich zur Umsetzung unseres Versorgungsauftrages sowie unserer Nachhaltigkeitsziele beitragen.

Die Implementierung neuer Technologien ist gleichzeitig auch mit möglichen strategischen

Risiken verbunden. Vor dem Hintergrund der aktuellen Transformationsprozesse ist dabei zunächst die übergreifende Frage zu berücksichtigen, auf der Grundlage welcher Energieträger, Technologien und Verteilsysteme sich eine stabile Versorgungslage in Deutschland realisieren lässt, solange ein umfassender Ausbau der erneuerbaren Energien noch nicht abgeschlossen ist. Im Geschäftsfeld Messwesen beispielsweise führt in Bezug auf den Rollout der sog. „intelligenten Messtechnik“ die Dynamik der regulatorischen Rahmenbedingungen des derzeit stattfindenden Wechsels von konventionellen Messgeräten hin zu iMSys zu erheblichen Unsicherheiten. Im Bereich Telekommunikation entstehen im Rahmen des Glasfaserausbaus Risiken u. a. durch konkurrierende Infrastruktur und den Einfluss der anhaltenden Inflation. Konkrete Risiken bestehen zudem durch die von der Bundesregierung geplante Erweiterung der Förderbarkeit des Breitbandausbaus im Hinblick auf die Beseitigung der sog. „grauen Flecken“. Die bisherige Förderung von Anschlüssen mit einer Übertragungsgeschwindigkeit von weniger als 30 Mbit/s (sog. „weiße Flecken“) soll zukünftig auf alle nicht-glasfaserbasierten Anschlüsse ausgeweitet werden.

Sämtliche Geschäftsfelder unseres Unternehmens werden von einer steigenden Komplexität und Verknüpfung von Prozessketten sowie durch einen zunehmenden Digitalisierungsgrad geprägt. Dadurch steigt die konzerninterne und unternehmensübergreifende Abhängigkeit von den verwendeten IT-Systemen hinsichtlich deren Verfügbarkeit und Stabilität. Ein Ausfall der IT-Unterstützung wäre mit erheblichen Personal- und Wiederbeschaffungskosten sowie längeren Bearbeitungszeiten verbunden. Aktuell stellen Cyberangriffe eine gestiegene Bedrohung für Betreiber kritischer Infrastrukturen dar. Die Zielstellung der Angriffe ist dabei vielfältig. Technische Maßnahmen zur Vermeidung dieses Risikos liegen u. a. in unserem internen Kontrollsystem, verschiedenen Backup-Strategien, unserem Berechtigungs- und Zutrittsmanagement, mehrstufigen Firewalls und anderen Verschlüsselungstechnologien. Zudem erfolgen regelmäßige

Überprüfungen der vorhandenen IT- bzw. Sicherheitsarchitektur, umfangreiche Schulungen unserer Mitarbeiter sowie die Kommunikation aktueller Bedrohungsszenarien an unsere Belegschaft.

Zusätzliche Risiken ergeben sich aus den sich abzeichnenden Folgen des Klimawandels. Extremwetterlagen wie Sturm, Orkan, Hagel, Nassschnee oder extreme Hitze können zu erheblichen Schäden an den Netzanlagen bzw. an den angeschlossenen Erzeugungsanlagen unserer Kunden führen. Die potentiellen Folgeschäden reichen dabei von materiellen Aspekten – beispielsweise in Bezug auf Wiederbeschaffungs- bzw. Wiederinstandsetzungskosten von Netzbestandteilen bzw. Anlagen – bis hin zu latenten, systemischen Risiken, wie etwa zeitlich begrenzten lokalen oder auch regionalen Versorgungsunterbrechungen. Vor dem Hintergrund verschiedener Krisenvorkehrungen und -konzepte sowie der getroffenen Sicherheitsmaßnahmen und der entsprechenden Investitionen (z. B. in Erdverkabelung), ist das aktuelle Risikopotenzial insgesamt jedoch bisher als eher gering einzustufen.

Marktchancen und -risiken

Die Beschaffenheit der Märkte und veränderte wirtschaftliche Rahmenbedingungen können sich sowohl positiv als auch negativ auf unsere Geschäftstätigkeit auswirken. Marktchancen und -risiken ergeben sich für unsere Unternehmensgruppe im Wesentlichen aus Preis- und Mengeneffekten in den Sparten Strom und Gas für die Bereiche Erzeugung, Beschaffung und Vertrieb. Diese werden einerseits durch gesetzliche Vorgaben, andererseits durch kundenbezogene Entwicklungen und das Verhalten anderer Marktteilnehmer beeinflusst. Für unseren Erzeugungsbereich ergeben sich Marktchancen und -risiken durch Preisschwankungen auf den Beschaffungsmärkten, die mit der Energiemarktkrise stark zugenommen haben. Aufgrund der aktuell extremen Volatilität der Preise können starke Effekte bei der Beschaffung und bei der Vermarktung unserer Produkte auftreten. Chancen entstehen u. a. durch Preisschwankungen bei der Kontrahierung der Strom- und Gasmengen.

Zusätzliche Marktrisiken können durch eine nachteilige Preisentwicklung für CO₂-Zertifikate entstehen. Zur Überwachung der bestehenden Preisschwankungen auf dem Strom- und Gas-handelsmarkt sowie der Preisentwicklungen der Zertifikate verfügen wir über ein kunden- und produktgruppenspezifisches Controlling. In diesem Rahmen erfolgt eine tägliche Überwachung der Strom- und Gaspreisentwicklungen, insbesondere vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklungen.

Zusätzlich werden unterschiedliche Maßnahmen zur Preissicherung durchgeführt. Dazu zählen u. a. eine Diversifizierung und Risikosteuerung innerhalb unseres Händlerportfolios. Zur Risikosteuerung im Erdgasbereich nutzen wir u. a. vorhandene Speicherkapazitäten. Durch die Investitionen der vergangenen Jahre wurde zudem die Flexibilität unseres Erzeugungsportfolios gesteigert und die Risiken in Folge von Strompreisschwankungen reduziert. Mit einer zwischen Wärmeerzeugung und Strompreisindikation abgestimmten Beschaffungs- und Vermarktungsstrategie werden Marktpreisrisiken zielgerichtet gesteuert.

Der drastische Anstieg der Großhandelspreise für Strom und Gas wird begleitet von stark ausgeprägten Marktvolatilitäten, die u. a. auch zu einem erhöhten Aufkommen von Marktberäuberungseffekten führen. Vor dem Hintergrund der sehr dynamischen Lage bleibt eine konsequente Risikosteuerung und -limitierung weiterhin Kernbestandteil unserer Aktivitäten. Die vielfach auftretenden Preissprünge an den Beschaffungsmärkten implizieren dabei eine Reihe verschiedener Chancen und Risiken. Neben Wiedereindeckungsrisiken durch den Ausfall von Vorlieferanten steigen die Marktpreisrisiken für offene Positionen und Prognoseabweichungen zur Bewirtschaftung eigener Portfolios sowie der Portfolios Dritter. Einschlägige Chancen hingegen ergeben sich, beispielsweise im Erzeugungsbereich, aus der positiven Entwicklung des sog. „Spreads“, d. h. zwischen den Bezugskosten von Brennstoffen und ihrem Erlöspotenzial. Unsere Unternehmensprozesse zur Risikolimitierung im

Vertriebs- und Beschaffungsgeschäft umfassen u. a. ein fortlaufendes, engmaschiges Monitoring der Marktbedingungen, sowie eine Ableitung der entsprechenden Implikationen für unsere Unternehmensgruppe, regelmäßige Plan- und „ad hoc“-Reportings zur aktuellen Marktsituation sowie verschiedene zielgerichtete operative und strategische Entscheidungen zur Risikolimitierung.

Der Ergebnisbeitrag unseres Erzeugungsbereiches wird maßgeblich durch die Höhe der vermiedenen Netznutzungsentgelte beeinflusst. Mögliche Chancen und Risiken entstehen hier je nach Einspeiseleistung unserer Kraftwerke zum Zeitpunkt der Netzlastspitze bzw. zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast beim vorgelagerten Netzbetreiber. Änderungen können sich abweichend zu den Planungsprämissen sowohl positiv als auch negativ auf unser Ergebnis auswirken. Durch entsprechende Prognosen antizipieren wir den Zeitpunkt der Jahreshöchst- sowie der Bezugslast auf der jeweiligen Netzebene. Zugleich sichern wir die Verfügbarkeit unserer Anlagen durch kontinuierliche Überwachungsmechanismen und regelmäßige Wartungs- bzw. Instandsetzungsarbeiten.

Weiterführende Risiken mit Auswirkungen v. a. auf unseren Vertriebsbereich ergeben sich durch einen sich nach der Energiekrise neu ordnenden Markt, durch verschiedene Entwicklungen bei den Eigenverbrauchslösungen sowie durch den anhaltenden demografischen Wandel. Die Risiken bestehen sowohl in Form von potentiellen Privat- und Geschäftskundenverlusten als auch in Form von Privat- und Geschäftskundengewinnen (v. a. im Hinblick auf die Aufnahme in die Grund- und Ersatzversorgung der TEAG und den hiermit einhergehenden Beschaffungsrisiken infolge kurzfristiger Nachbeschaffungen am Spotmarkt). Infolge verschiedener Marktbeschaffungs- und Eindeckungsstrategien und -mechanismen zwischen Bestandsversorgern und neuen Wettbewerbern könnte es nach Überwindung der Energiemarktkrise durch Preisdifferenzen zu einer erhöhten Wechselbereitschaft der Kunden kommen. Durch eine zielorientierte Produkt- und Vermarktungsstrategie versuchen wir,

dieser Entwicklung frühzeitig entgegenzusteuern. Diese Maßnahmen umfassen u. a. eine aktive Kundenakquise, das Angebot diversifizierter Preismodelle sowie die Kommunikation neuer Preismodelle in enger Absprache mit unseren Kunden.

Chancen und Risiken aus Recht und Regulierung

Die Chancen und Risiken aus den regulatorischen bzw. rechtlichen Rahmenbedingungen resultieren bisher im Wesentlichen aus Unsicherheiten in Bezug auf die Ermittlung der Erlösobergrenzen. Aktuell bestehen vor dem Hintergrund der Energiemarktkrise insbesondere auch Prognoserisiken in Bezug auf mögliche Mengenabweichungen. Die Regulierung der Netzentgelte kann für unser Unternehmen mit positiven und negativen Effekten verbunden sein. Es besteht die Möglichkeit einer An- bzw. Aberkennung bestimmter Kostenpositionen durch die BNetzA, die im Rahmen der Planung bisher nicht berücksichtigt wurden. Eine solche An- bzw. Aberkennung kann sowohl die Ermittlung der Erlösobergrenze im Strom- als auch im Gasbereich betreffen. Mit Beginn der vierten Regulierungsperiode (im Gasbereich 2023, im Strombereich 2024) ist auf Basis der aktuellen Festlegung der BNetzA ein weiteres Absinken der Eigenkapitalzinssätze zu berücksichtigen. Da die Eigenkapitalverzinsung den zugestandenen regulatorischen Gewinn darstellt, wird dies die Ergebnissituation im Netzbereich nachhaltig negativ beeinflussen. Aus Sicht der Branche bestehen erneut methodische Mängel bei der Ermittlung der Eigenkapitalzinssätze, sodass eine Vielzahl von Netzbetreibern Beschwerde gegen die Festlegung der BNetzA eingelegt hat. Zudem berücksichtigt das derzeitige Regulierungsmodell die nachhaltigen energiewirtschaftlichen Herausforderungen durch Ausbau der Strominfrastrukturen und Transformation der Erdgasinfrastruktur nicht ausreichend.

Aus der im Vorjahr durch den Europäischen Gerichtshof festgestellten zu starken Beschränkung der Zuständigkeit und Unabhängigkeit der BNetzA durch den Gesetzgeber, resultieren neue, zum aktuellen Zeitpunkt noch weitgehend unabwägbar Risiken für die gesamte Branche, insbesondere für

Netzbetreiber. Obwohl die BNetzA bereits gegen Ende des vergangenen Geschäftsjahres in ersten Mitteilungen versichert hatte, im Rahmen der laufenden Verfahren an den bisherigen regulatorischen Rahmenbedingungen grundsätzlich festhalten zu wollen, eröffnet das Urteil weitgehende Gestaltungsspielräume. Auch wenn die BNetzA von diesen Gestaltungsspielräumen bisher noch keinen umfassenden Gebrauch gemacht hat, können diese potentiell von ihr genutzt werden, um das derzeitige Regulierungsregime nachhaltig zu verändern. Dies kann für unser Unternehmen mit positiven wie auch negativen Folgen einhergehen. Einige Risiken könnten durch einen angepassten Regulierungsrahmen dabei auch abgemildert werden. Dies könnte, vor dem Hintergrund der Auswirkungen der aktuell stattfindenden Zinswende, beispielsweise einschlägige Finanzierungsrisiken von Netzbetreibern betreffen, die sich ansonsten potentiell negativ auf die Umsetzungsgeschwindigkeit u. a. der Energiewende auswirken könnten.

Im Rahmen der Kalkulation der Netzentgelte werden zusätzlich prognostizierte Angaben zu den Netzmengen ermittelt. Auftretende Mengenabweichungen und andere Effekte sind bei der Kalkulation der Netzentgelte grundsätzlich nicht auszuschließen. Die hieraus resultierenden Mindererlöse sollen über das Regulierungskonto zukünftig zwar nacherlöst werden, sind im aktuellen Geschäftsjahr jedoch noch nicht enthalten. Im Gegensatz zu den Kalkulationen der Vorjahre ist die Kalkulationsbasis für das Geschäftsjahr 2023 im Kontext der Energiekrise mit deutlichen Unsicherheiten behaftet. Im Strombereich können sich überlagernde Effekte beispielsweise infolge einer „Flucht aus dem Gas“ ergeben. Zur Reduzierung des Risikos erfolgt eine regelmäßige Überprüfung und Anpassung der Kalkulationsprämissen und ein intensives energiewirtschaftliches Monitoring.

Im besonderem Maße beeinflusst die Höhe der Investitionen in die Strom- und Gasnetze die Festlegung der jeweiligen Erlösobergrenze. Neue technische Anforderungen an das Hoch- und Mittelspannungsnetz, veränderte gesetzliche

Regelungen und insbesondere die Umsetzung der Energie-, Wärme- und Verkehrswende erfordern erhöhte Investitionen in unsere Netze. Begrenzte monetäre und personelle Ressourcen stehen der unmittelbaren Erfüllung aller Anforderungen entgegen und hätten Auswirkungen auf die Berechnung des Qualitätselements im Rahmen der Erlösobergrenze. Zur Vermeidung solcher Risiken führen wir kontinuierlich Bedarfsanalysen zu den Investitionsschwerpunkten durch. Daneben erfolgt stetig eine Optimierung und Priorisierung unserer Investitionen sowie eine sukzessive Erhöhung unserer jährlichen Investitionsvolumina.

Finanzwirtschaftliche Chancen und Risiken

Finanzwirtschaftliche Risiken bestehen aus unserer Perspektive v. a. in Form von Liquiditäts- und Kreditrisiken. Die kurz- und langfristige Finanzierung unserer Unternehmensgruppe ist teilweise an Bonitätsauflagen gekoppelt. Infolge nicht eingehaltener Bonitätskennziffern könnte es zu Bonitätsverschlechterungen und damit zu entsprechenden Liquiditätsrisiken kommen. Veränderungen des Bankenverhaltens, beispielsweise durch Veränderungen des Regulierungsrahmens im Bankensektor, stellen einen weiteren wichtigen Risikoaspekt dar. Hier könnte es, beim Risikoeintritt, grundsätzlich auch zu einer Herabstufung unserer Kreditwürdigkeit und einer damit einhergehenden Beschränkung unserer Zahlungsfähigkeit kommen. Zur Vermeidung der Liquiditätsrisiken erfolgt eine kontinuierliche Überwachung der Kennzahlen im Rahmen unseres internen Kontrollsystems. Dieses umfasst eine Verarbeitung der aktuellen Erkenntnisse zu den Veränderungen der laufenden Geschäftstätigkeiten. Zusätzlich pflegen wir mit den finanzierenden Banken einen engen und kontinuierlichen Informationsaustausch.

Weitere finanzwirtschaftliche Chancen und Risiken ergeben sich für unser Unternehmen durch das Finanzierungsmodell unserer betrieblichen Altersvorsorge (BAV). Mit der im Geschäftsjahr 2022 vorgenommenen anteiligen Neuausrichtung der Finanzierung der BAV vom Pensionstreuhandmodell „Contractual Trust Arrangement (CTA)“ zum

Pensionsfondsmodell, besteht die Chance einer sich verstetigenden Ergebnisentwicklung, unabhängig von den Entwicklungen am Kapitalmarkt. Ein gewisses Ergebnis- und Liquiditätsrisikopotenzial in Form von Marktschwankungen innerhalb des verbleibenden CTA-Vermögens besteht fort. Im Rahmen des Jahresabschlusses erfolgt weiterhin eine Marktpreisbewertung des CTA-Vermögens. Auftretende Marktpreisschwankungen können sich dabei sowohl positiv als auch negativ auf unsere Ertragslage auswirken. Die Entwicklung des Fonds steuern wir aktiv durch gezielte Maßnahmen im Anlageausschuss. Daneben unterliegt die Fondsabwicklung gültigen banken- und aufsichtsrechtlichen Regelungen. Potentielle Risiken ergeben sich aus einer Nachschussverpflichtung bei einer etwaigen negativen Wertentwicklung des Pensionsfondsvermögens der ausgelagerten Pensionsverpflichtungen. Finanzwirtschaftliche Chancen im Rahmen der betrieblichen Altersvorsorge bestehen für uns durch die Verlustrücklage der Versorgungskasse Energie (VKE). Die VKE befindet sich seit 30. Dezember 2017 in Liquidation. Im Rahmen der Liquidation kann sich eine mögliche Ausschüttung der verbleibenden Verlustrücklage in den Folgejahren positiv auf unser Ergebnis auswirken.

Trotz der umgesetzten und geplanten staatlichen Hilfsmaßnahmen ist ungewiss, wie sich Forderungsausfälle im Privat- und Geschäftskundenbereich kurz- und mittelfristig entwickeln werden. Die krisenbedingten Großhandelspreissteigerungen des Jahres 2022 werden ihre Auswirkungen flächendeckend voraussichtlich erst in den Folgejahren entfalten. Hieraus erwachsen gleichermaßen Risiken für die Liquiditäts- und Ergebnissituation, welche Auswirkungen sowohl im eigenen wettbewerblichen Kundenbestand als auch im regulierten Lieferantenbereich haben können. Durch eine engmaschige Überwachung des Zahlungsverhaltens unserer Kunden und Lieferanten versuchen wir, diese Risiken zu minimieren. Zum Zweck der Risikoüberwachung erstellen wir regelmäßige Analysen. Zudem nutzen wir in enger Absprache mit unseren Kunden, die Möglichkeiten von Vorauszahlungs-

vereinbarungen und verringern das vorhandene Risikopotenzial, insbesondere im Lieferanten- und Großkundenbereich, durch den Abschluss von entsprechenden Forderungsausfallversicherungen. Darüber hinaus können sich auch aus der operativen Abwicklung der staatlichen Hilfsmaßnahmen, insbesondere der Abwicklung der Dezember-Hilfe sowie der Energiepreisbremsen, finanzwirtschaftliche Risiken ergeben.

Chancen und Risiken aus Beteiligungen

Weitere Chancen und Risiken ergeben sich aus unseren Beteiligungen. Unser Beteiligungsportfolio umfasst zahlreiche Thüringer Stadtwerke. Prinzipiell sind die Geschäftstätigkeiten unseres Konzerns mit denen unserer Beteiligungsunternehmen vergleichbar. Somit ergeben sich auch für unsere Beteiligungen vergleichbare Chancen und Risiken. Der konkrete Umfang ist jedoch vom jeweiligen Gesamtengagement abhängig. Aktuell liegt der Schwerpunkt unseres Beteiligungsportfolios auf 20 Thüringer Stadtwerken. Grundsätzlich besteht das Risiko hinsichtlich rückläufiger Beteiligungserträge aufgrund ausbleibender Ausschüttungen oder Wertberichtigungen der Beteiligungswerte. Das Risikopotenzial wird dabei maßgeblich durch Marktentwicklungen und regulatorische Entscheidungen beeinflusst.

Die Überwachung und Steuerung der Chancen und Risiken erfolgt im Rahmen unseres Beteiligungscontrollings und -managements. Durch eine enge Zusammenarbeit mit unseren Beteiligungsgesellschaften, die fallbezogene Unterstützung sowie die frühzeitige Einbindung in Entscheidungsprozesse identifizieren wir vorhandene Chancen und wirken potentiellen Risiken entgegen. Die Chancen- und Risikoüberwachung und -steuerung umfasst eine enge Abstimmung mit unseren Beteiligungen sowie einen kontinuierlichen fachlichen Austausch, nicht zuletzt im Hinblick auf neue Geschäftsfelder, wie etwa die Elektromobilität, und aktuelle Ereignisse, wie die Energie-marktkrise.

IV Prognosebericht

Erzeugung und Wärme

Mit der Inbetriebnahme unserer neuen Gasmotorenanlage am Standort des HKW Jena im kommenden Geschäftsjahr entsprechen wir dem Bedarf an hochflexibler, gesicherter Erzeugungsleistung; diese gesicherte Leistung gewinnt mit dem voranschreitenden Ausbau der volatilen erneuerbaren Energien weiter an Bedeutung.

Der Bedarf an CO₂-neutralen Strom- und Wärmelösungen nimmt, insbesondere auch im neuen Marktumfeld, weiter zu. Die steigende Nachfrage nach regenerativen Energielösungen wird dabei, neben dem Klimaschutzgedanken, zunehmend auch durch den Wunsch nach größerer Autarkie in der Energieversorgung und ein ausdrückliches Interesse an nachhaltiger Preisstabilität getrieben. Das Interesse an von den aktuellen Marktpreisentwicklungen bei den fossilen Energieträgern unabhängigeren Wärme- und Stromlösungen steigt massiv. Unsere Geschäftsaktivitäten im Bereich der erneuerbaren Energieerzeugung werden wir daher, ausgerichtet an diesen Interessen, auch im kommenden Geschäftsjahr weiter ausbauen. Hierzu werden wir unser Angebot entlang der gesamten Wertschöpfungskette in der grünen Wärme- und Stromversorgung weiter stärken und unseren Kunden auch im kommenden Geschäftsjahr innovative energiewirtschaftliche Lösungen, nicht zuletzt im Rahmen unserer Quartiersprojekte, anbieten, um die Energiewende gemeinsam umzusetzen. Zur nachhaltigen Geschäftsentwicklung werden wir weitere Synergien in unserer Unternehmensgruppe heben und auch neue Geschäftsfelder, wie etwa das Wasserstoffgeschäft, aufbauen und gemeinsam mit unseren Partnern entwickeln.

Bei den erneuerbaren Energien rechnen wir insbesondere im Privatkundengeschäft mit einer weiteren Zunahme von Kundenanfragen. Im Einzelnen gewinnen u. a. Batteriespeicherlösungen zur Eigenverbrauchssteigerung weiter an Bedeutung. Zudem gehen wir von einer erhöhten Nachfrage nach PV-Lösungen beispielsweise im Rahmen von Wärmeverbundprojekten aus. Den steigenden Be-

darf am Markt zur Umsetzung klimafreundlicher Quartiersprojekte werden wir auch im kommenden Berichtszeitraum weiter aufnehmen.

Um die Wertschöpfung in unserer Region weiter zu stärken, werden wir im Geschäftsjahr 2023 verstärkt in nachhaltige Ausbauprojekte auf lokaler und regionaler Ebene investieren. Eine zügige Flächensicherung wird dabei weiter im Fokus unserer Geschäftsaktivitäten stehen. Für die Entwicklung, die Planung und den Bau von PV-Anlagen sind in den kommenden Geschäftsjahren Investitionsbeträge vorgesehen, die die Investitionssummen der vorangegangenen Geschäftsjahre deutlich überschreiten. Neben der fortlaufenden Realisierung von Kundenprojekten streben wir bis zum Jahr 2025 zudem den Aufbau eines TEAG-eigenen EE-Portfolios im Umfang von bis zu 250 MWp an.

Vor dem Hintergrund der geschilderten Entwicklungen gehen wir im Geschäftsfeld erneuerbare Energien für das kommende Geschäftsjahr von deutlich steigenden Umsatzerlösen aus, die einerseits aus der Stromvermarktung und andererseits aus einer geplanten Ausweitung des Dienstleistungsgeschäftes resultieren.

Negative Effekte ergeben sich mitunter aus steigenden Materialpreisen und Lieferverzögerungen bei wichtigen Komponenten, wie etwa Wechselrichtern, Zählerschränken und Trafostationen sowie der derzeitigen Zinsentwicklung.

Strom- und Gasnetze

Die Energieversorgung in Deutschland ist in ein starkes und stabiles europäisches Stromverteilnetz eingebunden. Der Freistaat Thüringen im Netzgebiet von 50Hertz profitiert dabei von seiner zentralen Lage im europäischen Netz. Für den Erhalt des hohen Versorgungsniveaus werden jedoch auch in Zukunft signifikante Netzinvestitionen notwendig sein, insbesondere vor dem Hintergrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien. Auf der Grundlage der Klimaziele der Bundesregierung haben wir durch umfassende Analysen

der weiteren Entwicklung der Last- und Einspeisesituation entsprechende Investitionsstrategien für das Stromnetz erstellt. Aus diesen Untersuchungen ergibt sich ein signifikant erhöhter Ausbaubedarf auf allen Ebenen. Daher wird die TEAG ihre Investitionsprojekte in den Netzum- und -ausbau über ihre Tochtergesellschaft TEN auch in den kommenden Geschäftsjahren weiter vorantreiben und ihre Investitionsvolumen erhöhen. Auch im kommenden Jahr werden wir weiter an den notwendigen Voraussetzungen einer sicheren und zuverlässigen Netzeinspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen arbeiten und unser Profil als zentraler Akteur der Energiewende in Thüringen, nicht zuletzt auch im Netzbereich, weiter schärfen. Unter Nutzung der Chancen der Digitalisierung werden wir zu diesem Zweck insbesondere auch den Netzbetrieb und unsere digitalen Steuerungssysteme weiterentwickeln und optimieren.

Die Möglichkeiten der Digitalisierung führen zu verbesserten Steuerungsmöglichkeiten (so u. a. im Hinblick auf den Einsatz von Reservekraftwerken), wozu auch eine bessere Fernüberwachung und eine verbesserte Planung des Einsatzes von Ausgleichsenergie zählt. Die Digitalisierung schafft zudem präzisere Prognosemöglichkeiten bei der Einspeiseleistung aus erneuerbaren Energieanlagen, was der Energiewende insgesamt zugutekommt.

Die BNetzA hat vor dem Hintergrund der Energiemarktkrise verschiedene Regelungen getroffen, die es erlauben, einige Kostenpositionen, die in Verbindung mit der Gaskrise auftreten, oder sich durch diese stark verändern, in beschränktem Umfang in der Erlösbergrenze geltend zu machen. Dies kann mit Effekten auf die Erlössituation im Netzgeschäft einhergehen.

Der Eintritt in die vierte Regulierungsperiode (Gas 2023/Strom 2024) ist von einer signifikanten Absenkung der Eigenkapital-Verzinsung (EK-Verzinsung) gekennzeichnet. Da die EK-Verzinsung

den zugestandenen regulatorischen Gewinn darstellt, wird dies die Ergebnissituation im Netzbereich nachhaltig beeinflussen. Der Übergang in die neue Regulierungsperiode wird zudem von verschiedenen weiteren Unsicherheitsfaktoren begleitet, die u. a. die Festlegung des Ausgangsniveaus Strom für die vierte Regulierungsperiode, die Festlegung der Effizienzwerte im Strom- und Gasbereich sowie die Festlegung des allgemeinen Produktivitätsfaktors betreffen. Die Ermittlung der Effizienzwerte, des generellen sektoralen Produktivitätsfortschritts sowie des Kapitalkostenabzuges durch die BNetzA standen zum Stichtag noch aus.

Energievertrieb

Eine präzise Prognose der Geschäftsentwicklung im Vertriebsbereich ist unter den aktuellen Marktbedingungen nur bedingt möglich. Dies betrifft sowohl die Beschaffungs- als auch die Absatzseite unserer vertrieblichen Aktivitäten. Im Energieeinkauf sehen wir uns mit einer angespannten Marktsituation konfrontiert, die uns zur Suche nach neuen Beschaffungslösungen zwingt. Auf der Absatzseite ist das tatsächliche Abnahmeverhalten von Privathaushalten im Hinblick auf mögliche Einsparungen vor dem Hintergrund der Preisentwicklung und hohen Inflation kaum verlässlich prognostizierbar. Des Weiteren bergen drohende Unternehmensinsolvenzen das Risiko von frei werdenden Mengen. Diese führen bei einem Rückverkauf an den Markt ein entsprechendes Preisrisiko mit sich. Das Risiko drohender Zahlungsausfälle hingegen wird sich mit der Einführung der Gas-, Wärme- und Strompreislösung verringern.

Aktuell planen wir auf der Absatzseite für das Geschäftsjahr 2023, trotz der Vielzahl der Herausforderungen, mit einem Stromabsatz i. H. v. rund 8.100 GWh, einem Gasabsatz i. H. v. rund 6.100 GWh sowie einem Wärmeabsatz i. H. v. rund 1.100 GWh. Die zukünftige Geschäftsentwicklung im Vertriebsbereich wird, neben der Energiemarktkrise, weiterhin auch durch die Corona-Auswir-

kungen bestimmt. Neue gesetzliche Rahmenbedingungen hingegen haben für uns, insbesondere im Vertriebsbereich, eine große Bedeutung und mitunter weitreichende Konsequenzen.

Die den EVUs vom Gesetzgeber übertragene praktische Umsetzung der Gas-, Wärme- und Strompreisbremse gestaltet sich, v.a. im Hinblick auf die komplexen gesetzlichen Rahmenbedingungen sowie die zum Beauftragungszeitpunkt weder existenten noch automatisierten Marktprozesse, als extrem anspruchsvoll, organisations- und ressourcenintensiv. Die Umsetzung wird auch im kommenden Geschäftsjahr entsprechende vertriebliche Organisations- und IT-Prozesse mit sich führen.

Angesichts der angespannten Lage an den weltweiten Beschaffungsmärkten für Energie können Preisanpassungen beim Vertrieb unserer Strom- und Gasprodukte nicht ausgeschlossen werden. Um mittel- bis langfristig eine Absenkung des Energiepreisniveaus zu erzielen, wäre eine deutliche Beschaffungspreissenkung eine notwendige Voraussetzung. Zur Absicherung der bestehenden Wertschöpfungsprozesse sowie einer unterbrechungsfreien Versorgungslage müssen die entsprechenden gesetzlichen Voraussetzungen geschaffen werden. Insgesamt wird sich das Produktangebot von EVUs zukünftig deutlich stärker an der kurz- und mittelfristigen Verfügbarkeit von Energiequellen und deren Einkaufspreisen messen lassen müssen.

Mit dem voranschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energien wird sich das Produktportfolio der TEAG zunehmend in Richtung CO₂-Neutralität bewegen, was nicht nur für mehr Klimaschutz, sondern auch für eine größere Unabhängigkeit unserer Energieversorgungsstrukturen steht. Die neu zu entwickelnden Vertriebsmodelle werden dabei auch neue Beschaffungsanforderungen mit sich führen. Im kommenden Geschäftsjahr streben wir einen noch engeren Austausch mit unseren Vorlieferanten, Kunden und

Geschäftspartnern an, um gemeinsam geeignete Antworten auf die aktuellen Herausforderungen im Markt zu finden.

Mit Ingangsetzung der TMO werden wir unsere Geschäftsaktivitäten im Bereich Elektromobilität ab dem kommenden Jahr in einer eigenen Gesellschaft bündeln und das Geschäftsfeld weiter aus- und aufbauen und sowohl strategisch als auch operativ stärken. Mehrere Aufgaben der TEAG bzw. TEN werden hierzu auf die TMO übergeleitet. Zur Erfüllung ihrer Aufgaben werden wir unsere neue Tochtergesellschaft mit zusätzlichem Eigenkapital und Finanzierungen ausstatten. Durch die Umsetzung konkreter Projekte, v.a. auch im Bereich Ladeinfrastruktur, wollen wir die entsprechenden Voraussetzungen schaffen, um die Verkehrswende in Thüringen zu beschleunigen. Bis zum Jahr 2024 wollen wir mehr als 400 Schnellladepunkte an 100 Standorten betreiben.

Messwesen

Mit dem im vierten Quartal des Berichtszeitraumes vorgelegten Referentenentwurf des sog. „Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende“ beabsichtigt das BMWK, das MsbG zu reformieren, um insbesondere den Rollout der intelligenten Messtechnik zu beschleunigen und die Verfahren rund um den Rollout zu entbürokratisieren und größere Rechtssicherheit zu schaffen. Der Rollout von iMSys geht mit verschiedenen positiven Effekten einher, da diese für eine verbesserte Verbrauchserfassung und die Realisierung möglicher Einsparpotenziale stehen. Da der voranschreitende Ausbau der erneuerbaren Energien und die zunehmende Integration von steuerbaren Abnehmern, wie z. B. von Elektroautos und Wärmepumpen, zunehmend auch den Einsatz neuer, technischer Netzsteuerungs- und Netzführungsinstrumente erfordern, können Smart Meter für die Umsetzung der Energiewende wichtige Lösungsansätze bieten. Vor diesem Hintergrund werden wir den Ausbau der SMGW-Infrastruktur auch im

kommenden Geschäftsjahr weiter vorantreiben. Das Geschäftsfeld des intelligenten Messwesens birgt das Potenzial, einen wertvollen Beitrag zur Energiewende zu leisten; Smart Meter werden in diesem Zusammenhang eine wichtige Rolle spielen.

Gemeinsam mit unseren Branchenpartnern werden wir konsequent an der Weiterentwicklung energie-relevanter und netzdienlicher Anwendungsbereiche von iMSys arbeiten und Ansätze fördern, die zur Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien in unseren Netzen beitragen. Über die Kommunikationsanbindung im Rahmen von SMGW bzw. iMSys kann eine gezielte Ansteuerung von PV-Anlagen ermöglicht werden, um deren Stromeinspeisung im Bedarfsfall entsprechend der vorherrschenden Netzvoraussetzungen optimal zu regeln. Nach Vorliegen der gesetzlichen Voraussetzungen sowie der Realisierung verschiedener technischer Meilensteine streben wir an, die zielgerichtete Steuerung von EEG-Anlagen zügig in den laufenden Betrieb zu überführen.

Im Hinblick auf die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle sowie die steigende Bedeutung von Zusatzleistungen gehen wir im Bereich des Messwesens von einer Steigerung der Umsatzerlöse aus.

Telekommunikation

Neben der laufenden Umsetzung der Förderprojekte im Rahmen des Bundesbreitband-Förderprogrammes werden wir in den kommenden Geschäftsjahren insbesondere auch unsere eigenwirtschaftlichen Erschließungsprojekte weiter vorantreiben. Vor dem Hintergrund der anhaltenden Digitalisierung erwarten wir in den Folgejahren zunehmende Ausbaubedarfe mit deutlichen Nutzerzuwächsen. Auch gehen wir davon aus, dass der Trend zu höheren Bandbreiten weiter anhält. Im Hinblick auf eine anhaltend hohe Inflation ist jedoch nicht sicher, ob Kunden auch zukünftig bereit sein werden, höhere Entgelte für leistungsfähigere Telekommunikationsprodukte zu zahlen. Unsere eigenwirtschaftlichen Ausbauvorhaben von FTTB/FTTH-Anschlüssen

jedenfalls werden zur Erschließung neuer Kundengebiete, wie auch zum Überbau vorhandener FTTC-Strukturen führen. Mit einem Überbau kann zukünftig eine Migration von FTTC-Anschlüssen hin zur FTTH-Infrastruktur erfolgen.

Auf Basis der thüringenweiten Vermarktung verstärkt sich zudem unser Fokus auf die Nutzung von unternehmensinternen Synergieeffekten bei der Vermarktung von Telekommunikationsprodukten. Weitere Kundenpotenziale können sowohl innerhalb unserer Unternehmensgruppe als auch durch Kooperation mit externen Anbietern, wie etwa Stadtwerken, durch das Angebot günstiger Produkt-Bundles u. a. in den Bereichen Strom, Gas und Glasfaser gehoben werden.

Weitere Impulse sind, beispielsweise durch die Digitalisierung des Messwesens, mit dem Entstehen neuer Geschäftsmodelle u. a. im Bereich der Wohnungswirtschaft gegeben. Auch hier wird sich die TNK weiter in entsprechenden Pilotprojekten bzw. bei der Realisierung von neuen Markt Konzepten engagieren.

Insgesamt rechnen wir für die kommenden Geschäftsjahre mit steigenden Umsatzerlösen aus dem Telekommunikations- bzw. Glasfasergeschäft.

Beteiligungen

Zu erwarten ist, dass das Beteiligungsergebnis der TEAG auch im Geschäftsjahr 2023 wesentlich durch Stadtwerksbeteiligungen beeinflusst werden wird. Im Zuge der vielfältigen Auswirkungen der Energiemarktkrise, die geschäftsfeldübergreifend planerische Unwägbarkeiten und Herausforderungen mit sich führen, ist zukünftig mit tendenziell rückläufigen Ergebnisbeiträgen aus Stadtwerksbeteiligungen zu rechnen. Die Thüringer Stadtwerke stehen, trotz ihrer stabilen Ausgangslage, vor ähnlichen Herausforderungen wie alle anderen Akteure im Markt. Diese ergeben sich allerdings nicht ausschließlich aus dem derzeit stark angespannten Marktumfeld, sondern auch aus den

neuen gesetzlich-regulatorischen Rahmenbedingungen mit Beginn der vierten Regulierungsperiode. Marktpreisbasierte Risiken bestehen für das kommende Geschäftsjahr v. a. auch in Form von kundenseitig realisierten Einsparpotenzialen bzw. Mengenrückgängen infolge der Preisanstiege und damit verbundener Margenverluste. Das gestiegene Preisniveau und die hohe Inflation führen zudem zu Kaufkrafteinbußen bei unseren Kunden. Daher gehen wir spartenübergreifend von potentiellen Absatz- und Ergebnisrückgängen aus.

Zur Sicherung zukünftiger Erträge setzen wir in unserem Beteiligungsportfolio auch aus diesem Grund zunehmend auf neue Geschäftsfelder: Im Geschäftsjahr 2023 planen wir u. a. das Geschäftsfeld Wasser durch die Übernahme entsprechender Betriebsführungsleistungen weiter aufzubauen.

Voraussichtliche Entwicklungen insgesamt

Die Folgen einseitiger Abhängigkeiten im Energie- und Technologiebereich haben sich im zurückliegenden Berichtszeitraum insbesondere in der Energiewirtschaft deutlich gezeigt. Das neue Bewusstsein muss zu einem noch engeren Zusammenrücken der Europäer und einem grundlegenden Umbau der europäischen Energiemärkte und auch der deutschen Energieversorgung führen. Die TEAG-Unternehmensgruppe hat sich auf diesen Strukturwandel und die anstehenden, gewaltigen Zukunftsaufgaben durch die konsequente Erweiterung und Diversifizierung ihrer Geschäftsbereiche eingestellt. Das Geschäftsjahr 2023 wird, wie auch die kommenden Jahre, geprägt sein vom Umbau der Energieversorgungsstrukturen. Umfangreiche Projekte in den Bereichen Erzeugung, Netze, Erneuerbare, Elektromobilität und Glasfaser werden zu realisieren sein. Viele der aktuellen und zukünftigen Entwicklungen bedingen sich dabei wechselseitig, was sich auch in den einzelnen Geschäftsbereichen unserer Unternehmensgruppe widerspiegelt. So werden Energiewende und Versorgungssicherheit nur durch einen umfassenden Zu-, Um- und Ausbau von Erzeugungsanlagen umzusetzen bzw.

zu gewährleisten sein, welcher einhergehen muss mit einer deutlichen Erweiterung und Sicherung unserer Energieverteilungsstrukturen. Ein geregelter Betrieb bzw. eine planmäßige Steuerung der Netze wiederum kann nur durch eine erfolgreiche Umsetzung der Digitalisierung gelingen. Die Hauptzielpfade der Energiewende, d. h. Dekarbonisierung, Dezentralisierung und Digitalisierung, werden wir – auch als Antwort auf die Energiemarktkrise – in den kommenden Geschäftsjahren noch zielstrebig beschreiten. Zu diesem Zweck haben wir ein Investitionsvolumen auf Rekordniveau beschlossen. Mit diesen Investitionen werden wir die notwendigen Weichen stellen für eine nachhaltige Ausrichtung unserer Energieerzeugungs- und -verteilungsstrukturen. Konkrete Projekte werden geprägt sein u. a. vom zu erwartenden Lastzuwachs im Netz (infolge des Anstieges der Einspeisung aus erneuerbaren Energien), dem Thema IT-Sicherheit und Infrastruktur, dem Rollout der iMSys und dem Aufbau von leistungsfähigen Ladekapazitäten im Bereich Elektromobilität.

Über die Stärkung unserer Netze werden wir nicht nur für eine unabhängige und sichere Energieversorgung unserer Kunden sorgen und gesetzliche Ausbaupflichten in Thüringen umsetzen, sondern durch lokale Wertschöpfungsketten auch den Lebens- und Wirtschaftsstandort Thüringen stärken und weiterhin sichere Erträge für unsere Kommunen erwirtschaften. Hierzu werden wir alle notwendigen Schritte unternehmen, um über eine Diversifikation und Erweiterung unseres Unternehmensportfolios die Energiewende in Thüringen, und über die Landesgrenzen unseres Freistaates hinaus, mit zukunftsorientierten Projekten umzusetzen. Zu diesem Zweck werden wir im kommenden Geschäftsjahr weitere Synergien zwischen unseren Tochtergesellschaften heben und weitere Produktkombinationen aus den verschiedenen Geschäftsfeldern unserer Unternehmensgruppe in vertriebsreife Standards überführen, von denen wir uns steigende Umsatzerlöse versprechen.

Für das Geschäftsjahr 2023 rechnen wir für die TEAG-Unternehmensgruppe mit einem EBITDA i.H.v. 200 bis 225 Mio. € und einem EBT i.H.v. 90 bis 100 Mio. €. Der Konzernjahresüberschuss wird im kommenden Geschäftsjahr voraussichtlich einen Wert zwischen 60 und 70 Mio. € erreichen. Für das Jahr 2023 sind in der TEAG-Unternehmensgruppe Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen i.H.v. insgesamt rund 300 Mio. € vorgesehen; dieser Wert wird in den Folgejahren voraussichtlich noch weiter überschritten werden. Der Großteil unserer Investitionen wird in den Aus- und Umbau unserer 7 Netze fließen, mit Investitionsschwerpunkten in den Bereichen Strom- und Glasfasernetze, grüne Wärmeversorgung, Elektromobilität und Digitalisierung. Wesentlicher Treiber des Investitionsprogrammes sind die energiewendebedingten Netzinvestitionen. Für die anstehenden

Umsetzungsaufgaben sind sowohl Eigen- als auch Fremdkapitalfinanzierungen vorgesehen.

Im Geschäftsjahr 2023 erwarten wir für die TEAG ein EBITDA zwischen 180 Mio. € und 200 Mio. €, ein EBT zwischen 90 Mio. € und 100 Mio. € sowie einen Jahresüberschuss zwischen 65 Mio. € und 75 Mio. €. Bei den Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen planen wir ein Volumen von rund 160 Mio. €.

In welchem Umfang es zu Abweichungen von unserer Planung kommen wird, hängt stark vom weiteren Verlauf der Energiemarktkrise und der Entwicklung der globalen Handels- bzw. Lieferketten ab. Planerische Unsicherheiten ergeben sich insbesondere auch durch die anhaltende Preisdynamik an den Beschaffungsmärkten.

Erfurt, 18. Februar 2022

Der Vorstand



Stefan Reindl



Dr. Andreas Roß

KONZERNABSCHLUSS

für das Geschäftsjahr
vom 1. Januar 2022 bis zum 31. Dezember 2022

Konzernbilanz

Konzernbilanz		
	31.12.2022	31.12.2021
	T€	T€
AKTIVA		
Anlagevermögen	1.473.506	1.364.137
Immaterielle Vermögensgegenstände	20.770	18.869
Sachanlagen	1.240.397	1.146.088
Finanzanlagen	212.339	199.180
Umlaufvermögen	586.610	317.790
Vorräte	105.764	72.289
Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	349.877	240.167
Flüssige Mittel	130.969	5.334
Rechnungsabgrenzungsposten	1.074	830
Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung	492	1.850
Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBiG	16.314	16.320
	2.077.996	1.700.927
PASSIVA		
Eigenkapital	454.723	449.324
Gezeichnetes Kapital	100.000	100.000
Kapitalrücklage	49.402	49.402
Gewinnrücklagen	236.228	230.448
Bilanzgewinn	68.187	68.564
Nicht beherrschende Anteile	906	910
Unterschiedsbetrag aus der Kapitalkonsolidierung	3.382	3.758
Ertragszuschüsse	112.235	106.809
Sonderposten für Investitionszuschüsse	60.706	23.822
Rückstellungen	522.472	413.463
Verbindlichkeiten	915.166	694.558
Rechnungsabgrenzungsposten	7.312	6.970
Passive latente Steuern	2.000	2.223
	2.077.996	1.700.927

Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung

Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung

	2022 T€	2021 T€
Umsatzerlöse	2.293.213	1.858.659
Erhöhung oder Verminderung (-) des Bestandes an unfertigen Leistungen	5.412	-1.972
Andere aktivierte Eigenleistungen	10.795	10.862
Sonstige betriebliche Erträge	155.710	32.167
Materialaufwand	1.965.518	1.531.781
Personalaufwand	139.160	142.249
Abschreibungen	83.840	78.407
Sonstige betriebliche Aufwendungen	145.058	22.159
Erträge aus At-Equity bewerteten Unternehmen	15.214	15.180
Erträge aus sonstigen Beteiligungen	1.848	2.076
Erträge aus Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	294	178
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	2.080	1.299
Abschreibungen auf Finanzanlagen	0	2.000
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	55.836	39.493
Aufwendungen aus Verlustübernahmen	311	323
Ergebnis vor Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	94.843	102.037
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	26.660	33.543
Ergebnis nach Steuern	68.183	68.494
Jahresüberschuss	68.183	68.494
Nicht beherrschende Anteile	-4	-70
Gewinnvortrag aus dem Vorjahr	5.780	11.928
Einstellung in andere Gewinnrücklagen	5.780	11.928
Bilanzgewinn	68.187	68.564

Konzernanhang

A. Vorbemerkungen

Konzernjahresabschluss

Der Konzernabschluss ist nach den geltenden Rechnungslegungsvorschriften des Handelsgesetzbuches (HGB) für große Kapitalgesellschaften und des Aktiengesetzes (AktG) aufgestellt.

Die Gewinn- und Verlustrechnung wird nach dem Gesamtkostenverfahren aufgestellt. Der Ausweis erfolgt – soweit nicht anders angegeben – in Tausend Euro (T€). Die im Vorjahr angewandten Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden wurden im Berichtsjahr fortgeführt.

Im Interesse einer besseren Klarheit und Übersichtlichkeit werden die nach den gesetzlichen Vorschriften bei den Posten der Konzernbilanz und der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung anzubringenden Vermerke ebenso wie die Vermerke, die wahlweise in der Konzernbilanz bzw. Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung oder im Konzernanhang zu tätigen sind, insgesamt im Konzernanhang aufgeführt. Soweit einzelne Posten in der Konzernbilanz oder Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung zusammengefasst werden, erfolgt eine Aufgliederung im Konzernanhang.

Das Geschäftsjahr entspricht dem Kalenderjahr.

Die Aufwendungen für die Strom- und Energiesteuer werden innerhalb der Umsatzerlöse gezeigt.

Die periodenfremden Erträge und Aufwendungen werden in den jeweiligen Posten der Gewinn- und Verlustrechnung erläutert.

Der Ausweis der sonstigen Steuern erfolgt im Posten sonstige betriebliche Aufwendungen.

Konzernzugehörigkeit und Abgrenzung des Konsolidierungskreises

Gemäß § 290 Abs. 1 HGB ist die TEAG Thüringer Energie AG (TEAG) grundsätzlich verpflichtet, einen Konzernabschluss aufzustellen. Die TEAG hat ihren Sitz in Erfurt, Schwerborner Str. 30 und wird beim Amtsgericht Jena unter der Handelsregisternummer HRB 502044 geführt.

Die TEAG ist weiterhin Mutterunternehmen des kleinsten Konsolidierungskreises. Konzernabschluss und Konzernlagebericht werden nach § 325 HGB bei der das Unternehmensregister führenden Stelle elektronisch eingereicht und dort bekannt gemacht. Diese Unterlagen sind im Unternehmensregister zugänglich.

Die KEBT Kommunale Energie Beteiligungsgesellschaft Thüringen Aktiengesellschaft (KEBT), Erfurt, ist gemäß § 290 HGB Mutterunternehmen des größten Konsolidierungskreises. Konzernabschluss und Konzernlagebericht werden nach § 325 HGB bei der das Unternehmensregister führenden Stelle elektronisch eingereicht und dort bekannt gemacht. Diese Unterlagen sind im Unternehmensregister zugänglich.

Folgende verbundene Unternehmen sind neben der TEAG in den Konzernabschluss als vollkonsolidierte Gesellschaften einbezogen:

Gesellschaft	Sitz	Anteil (%)
TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG	Erfurt	100,00
TES Thüringer Energie Service GmbH	Jena	100,00
Thüringer Netkom GmbH	Weimar	100,00
TWS Thüringer Wärme Service GmbH	Rudolstadt	100,00
TEAG Mobil GmbH*	Erfurt	100,00
TMZ Thüringer Mess- und Zählerwesen Service GmbH	Ilmenau	74,90

* *vormals Thüringer Energie Vierzehnte Vermögensverwaltungs-GmbH*

Nicht einbezogene Anteile an verbundenen Unternehmen:

Gesellschaft	Sitz	Anteil (%)
EGB Thüringer Erdgasnetz-Beteiligungs GmbH & Co. KG	Erfurt	100,00
EGB Thüringer Erdgasnetz-Beteiligungsverwaltungs GmbH*	Erfurt	100,00
eness GmbH	München	100,00
FBB Fernwärme Bad Blankenburg GmbH	Bad Blankenburg	74,00
Innosun GmbH	Sömmerda	50,10
NGA Netzgesellschaft Altenburger Land mbH	Erfurt	100,00
NG Netzgesellschaft Schmalkalden GmbH & Co. KG	Schmalkalden	74,90
NG Netzgesellschaft Schmalkalden Verwaltungs-GmbH*	Schmalkalden	74,90
TEAG Solar GmbH**	Erfurt	100,00
TEN Thüringer Energienetze Geschäftsführungs-GmbH	Erfurt	100,00
TEP Thüringer Energie Speichergesellschaft mbH	Erfurt	100,00
TEAG Solar 1. Projekt GmbH***	Erfurt	100,00
TEAG Thüringer Energie Fünfzehnte Vermögensverwaltungs-GmbH	Erfurt	100,00
TEAG Thüringer Energie Siebzehnte Vermögensverwaltungs-GmbH	Erfurt	100,00
TEAG Thüringer Energie Achtzehnte Vermögensverwaltungs-GmbH	Erfurt	100,00
TEAG Thüringer Energie Neunzehnte Vermögensverwaltungs-GmbH	Erfurt	100,00
TEAG Thüringer Energie Zwanzigste Vermögensverwaltungs-GmbH	Erfurt	100,00
TEAG Thüringer Energie Einundzwanzigste Vermögensverwaltungs-GmbH	Erfurt	100,00

* Geschäftsführungsgesellschaften innerhalb der jeweiligen Einheits-KG (mittelbare Beteiligung des TEAG-Konzerns)

** vormals KomSolar Service GmbH

*** TEAG Thüringer Energie Sechzehnte Vermögensverwaltungs-GmbH

Aufgrund der untergeordneten Bedeutung (in Bezug auf Ergebnisbeiträge sowie Umsatzerlöse) der vorstehend aufgeführten Gesellschaften für die Darstellung der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns bzw. der Vorhaltung von vier Vorratsgesellschaften erfolgte unter Anwendung des § 296 Abs. 2 HGB keine Einbeziehung in den Konzernabschluss.

Gemeinschafts- und assoziierte Unternehmen, die nach der Equity-Methode bewertet werden:

Gesellschaft	Sitz	Anteil (%)
Eisenacher Versorgungs-Betriebe GmbH (evb)	Eisenach	25,10
Energieversorgung Apolda GmbH	Apolda	49,00
Energieversorgung Greiz GmbH	Greiz	49,00
Energieversorgung Nordhausen GmbH	Nordhausen	40,00
Energieversorgung Rudolstadt GmbH	Rudolstadt	23,90
Energiewerke Zeulenroda GmbH	Zeulenroda-Triebes	74,00
Innosun Service GmbH	Sömmerda	50,00
Stadtwerke Arnstadt GmbH	Arnstadt	44,00
Stadtwerke Bad Langensalza GmbH	Bad Langensalza	40,00
Stadtwerke Gotha GmbH	Gotha	30,00
Stadtwerke Mühlhausen GmbH	Mühlhausen	23,90
Stadtwerke Sondershausen GmbH	Sondershausen	23,90
Stadtwerke Suhl/Zella-Mehlis GmbH	Suhl	44,42
Stadtwerke Weimar Stadtversorgungs-GmbH	Weimar	49,00
SWE Energie GmbH	Erfurt	29,00
SWE Netz GmbH	Erfurt	29,00
TRZ Thüringer Rechenzentrum GmbH	Erfurt	50,00

Nicht nach der Equity-Methode einbezogene assoziierte Unternehmen:

Gesellschaft	Sitz	Anteil (%)
Energieversorgung Inselsberg GmbH	Waltershausen	20,00
KEYWEB AG	Erfurt	25,10
Netzgesellschaft Eisenberg mbH	Eisenberg	49,00
Neue Energien Bad Salzungen GmbH	Bad Salzungen	40,00
Stadtwerke Eisenberg Energie GmbH	Eisenberg	49,00
Stadtwerke Leinefelde-Worbis GmbH	Leinefelde-Worbis	49,00
Stadtwerke Neustadt an der Orla GmbH	Neustadt an der Orla	20,00
Stadtwerke Stadtroda GmbH	Stadtroda	24,90
TMZ Thüringer Mess- und Zählerwesen Geschäftsführungsgesellschaft mbH*	Erfurt	40,00
TMZ Thüringer Mess- und Zählerwesen GmbH & Co. KG	Erfurt	30,00
Wärmegesellschaft Bad Lobenstein	Bad Lobenstein	49,90
Wärmeversorgung Sollstedt GmbH	Sollstedt	49,00
WGS – Wärmegesellschaft mbH Saalfeld	Saalfeld	24,00

* Geschäftsführungsgesellschaften innerhalb der jeweiligen Einheits-KG (mittelbare Beteiligung des TEAG-Konzerns)

Aufgrund der Bedeutung hinsichtlich ihrer Geschäftstätigkeit und des daraus resultierenden Einflusses auf die Vermittlung eines den tatsächlichen Verhältnissen entsprechenden Bildes der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns erfolgt die Einbeziehung der in vorstehender Übersicht aufgezählten Gesellschaften in den Konzernabschluss zum Buchwert.

B. Konsolidierungsgrundsätze

Die **Kapitalkonsolidierung** im Rahmen der Erstkonsolidierung zum 1. Januar 2012 erfolgte nach der Neubewertungsmethode. Dabei wurde gemäß § 301 Abs. 1 Satz 2 HGB der Wertansatz der dem Mutterunternehmen gehörenden Anteile an den in den Konzernabschluss einbezogenen Tochterunternehmen mit dem auf diese Anteile entfallenden Betrag des Eigenkapitals der Tochterunternehmen zum Erwerbszeitpunkt 1. Januar 2012 verrechnet. Das aufzurechnende Eigenkapital wurde zum Erwerbszeitpunkt mit dem Zeitwert angesetzt.

Analog wurde im Geschäftsjahr 2015 bei der Erstkonsolidierung der encoLine GmbH (encoLine) verfahren. Die Aufstockung der Geschäftsanteile an der encoLine wurde im Sinne des DRS 23 als Kapitaltransaktion behandelt.

Aus der Neubewertung der einbezogenen Tochterunternehmen zum 1. Januar 2012 bzw. zum 1. Januar 2015 ergeben sich immaterielle Vermögensgegenstände aus dem Kundenstamm der Thüringer Netkom GmbH (TNK), der ehemaligen Energie- und Medienversorgung Schwarza GmbH (EMS) und der ehemaligen encoLine. Die Vermögensgegenstände aus dem Kundenstamm der TNK und der ehemaligen EMS werden aufgrund der langfristigen Laufzeit der abgeschlossenen Verträge über 20 Jahre abgeschrieben.

Ein nach Verrechnung verbleibender aktiver Unterschiedsbetrag aus der Kapitalkonsolidierung wird als Geschäfts- oder Firmenwert auf der Aktivseite der Bilanz ausgewiesen. Es entstanden aktive Unterschiedsbeträge, die aus der Erstkonsolidierung resultieren. Ausgehend von den zugrunde liegenden Sachverhalten, die das Strom-, Gas- und Telekommunikationsnetz mit einer langfristigen Nutzung betreffen, erfolgt die Abschreibung des Geschäfts- oder Firmenwertes über eine Nutzungsdauer von 20 Jahren.

Passive Unterschiedsbeträge aus der Kapitalkonsolidierung werden als Posten eigener Art nach dem Eigenkapital dargestellt.

Bei der **Schuldenkonsolidierung** werden die gegenseitigen Forderungen und Verbindlichkeiten zwischen den einbezogenen Unternehmen aufgerechnet.

Zeitliche Buchungsdifferenzen werden im Wesentlichen erfolgsneutral in den sonstigen Vermögensgegenständen bzw. sonstigen Verbindlichkeiten dargestellt.

Echte Aufrechnungsdifferenzen werden erfolgswirksam in den sonstigen betrieblichen Aufwendungen bzw. in den sonstigen betrieblichen Erträgen bilanziert.

Im Rahmen der **Aufwands- und Ertragskonsolidierung** werden Erlöse und Erträge zwischen den einbezogenen Unternehmen mit den entsprechenden Aufwendungen der empfangenden Gesellschaft verrechnet. Außerdem werden konzerninterne Ergebnisübernahmen des Geschäftsjahrs eliminiert.

Die **At-Equity-Konsolidierung** wird bei Gemeinschaftsunternehmen und Minderheitsbeteiligungen angewandt, auf welche ein maßgeblicher Einfluss ausgeübt wird. Die Erstkonsolidierung erfolgte nach der Buchwertmethode durch Verrechnung der Anschaffungskosten der Beteiligung mit dem anteiligen Eigenkapital der assoziierten Unternehmen zum Zeitpunkt der Erstkonsolidierung. Dabei wurde gemäß § 312 Abs. 1 Satz 2 HGB der Unterschiedsbetrag aus dem Buchwert der dem Mutterunternehmen gehörenden Anteile an den assoziierten Unternehmen mit dem auf diese Anteile entfallenden Betrag des Eigenkapitals der assoziierten Unternehmen ermittelt. Ein sich ergebender Unterschiedsbetrag wurde auf bestehende stille Reserven bzw. stille Lasten aufgeteilt.

Ausgehend von den zugrunde liegenden langfristig abgeschlossenen Verträgen erfolgt die erfolgswirksame Abschreibung des aktiven Unterschiedsbetrags über den Posten Erträge aus at Equity bewerteten Unternehmen in der Regel über 20 Jahre.

Zum Bilanzstichtag beträgt der aktive Unterschiedsbetrag 57.097 T€ (Vorjahr: 63.404 T€) – darin sind Geschäfts- oder Firmenwerte in Höhe von 9.292 T€ (Vorjahr: 10.287 T€) enthalten.

Gemäß § 312 Abs. 5 in Verbindung mit § 304 Abs. 1 HGB werden **Zwischenergebnisse** aus Anlagenverkäufen an assoziierte Unternehmen im Jahr der Entstehung entsprechend dem Anteil am Eigenkapital des assoziierten Unternehmens eliminiert; ab dem Folgejahr erfolgt die Abschreibung ertragswirksam über den Posten Erträge aus at Equity bewerteten Unternehmen.

Auf eine Anpassung der Bewertung in den Abschlüssen der assoziierten Unternehmen an die einheitlichen Bilanzierungsvorschriften der TEAG wurde nach § 312 Abs. 5 Satz 1 und 2 HGB verzichtet.

C. Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

Die Abschlüsse der in den Konzern einbezogenen verbundenen Unternehmen werden nach konzern-einheitlichen Bilanzierungs- und Bewertungsgrundsätzen der TEAG erstellt.

(1) Aktiva

Anlagevermögen

Entgeltlich erworbene immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen werden mit den Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten abzüglich planmäßiger und außerplanmäßiger Abschreibungen bewertet.

Der Zeitraum der planmäßigen Abschreibung für die Geschäfts- oder Firmenwerte aus der Erstkonsolidierung sowie für den Kundenstamm beträgt aufgrund der zugrunde liegenden langfristigen Sachverhalte 20 Jahre.

Die abnutzbaren Vermögensgegenstände des Anlagevermögens werden linear und gemäß branchenüblicher Tabellen am unteren Ende der Bandbreite entsprechend der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer abgeschrieben.

Neben der linearen findet auch die degressive Abschreibungsmethode Anwendung. Für Sachanlagen, die bereits zum 1. Januar 2010 vorhanden waren und degressiv abgeschrieben wurden, wird die degressive Abschreibung fortgeführt. Zugänge ab dem Geschäftsjahr 2008 werden in der Regel linear entsprechend der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer abgeschrieben.

Außerplanmäßige Abschreibungen werden aufgrund voraussichtlich dauernder Wertminderungen vorgenommen. Zuschreibungen werden aufgrund des Wegfalls des ursprünglichen Wertminderungsgrunds auf die fortgeführten Anschaffungs- und Herstellungskosten vorgenommen.

Geleistete Anzahlungen auf immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen werden mit dem Nennwert bilanziert.

In den Herstellungskosten sind neben den direkt zurechenbaren Fertigungs- und Materialeinzelkosten auch angemessene Teile der Materialgemeinkosten, der Fertigungsgemeinkosten und des Werteverzehrs enthalten.

Als **aktivierte Eigenleistungen** werden 100 % der Lohn- und Fertigungsleistungen ausgewiesen.

Finanzanlagen werden grundsätzlich zu Anschaffungskosten angesetzt. Wesentliche Gemeinschafts- und assoziierte Unternehmen werden nach der Equity-Methode bewertet. Verzinliche Ausleihungen werden mit dem Nennwert ausgewiesen. Soweit die Wertansätze der Finanzanlagen über dem beizulegenden Wert am Bilanzstichtag liegen, werden bei voraussichtlich dauernder Wertminderung Abschreibungen vorgenommen.

Umlaufvermögen

Die Bewertung der **Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe** sowie Handelswaren erfolgt zu Anschaffungskosten bzw. zu gleitenden Durchschnittspreisen unter Berücksichtigung des Niederstwertprinzips und der Inanspruchnahme zulässiger Bewertungsabschläge.

Entgeltlich erworbene **Emissionszertifikate** werden zu den Anschaffungskosten angesetzt. Das Niederstwertprinzip wird berücksichtigt. Die Bewertung erfolgt zu Durchschnittspreisen.

Unentgeltlich erworbene Emissionszertifikate werden zum Erinnerungswert von Null Euro angesetzt.

Unfertige Leistungen werden zu Herstellungskosten und, soweit erforderlich, zum niedrigeren beizulegenden Wert ausgewiesen.

Die erhaltenen Anzahlungen wurden unter Ausübung des Wahlrechtes im Sinne des § 268 Abs. 5 Satz 2 HGB offen von den Vorräten abgesetzt. Darüber hinausgehende Anzahlungen werden unter den Verbindlichkeiten ausgewiesen. Die erhaltenen Anzahlungen sind mit ihrem Nennwert bilanziert.

Die **Handelswaren** enthalten im Wesentlichen das im Untergrundspeicher enthaltene, zu Durchschnittspreisen bewertete Arbeitsgas.

Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände wurden mit ihrem Nennwert oder dem niedrigeren beizulegenden Wert bilanziert. Erkennbare Risiken sind durch Einzelwertberichtigungen berücksichtigt. Weiterhin wurde eine Pauschalwertberichtigung von bis zu 3,0 % (Vorjahr: 1,0 %) vorgenommen.

Die **Forderungen aus Lieferungen und Leistungen** für Strom-, Wärme- und Erdgaslieferungen sowie die Forderungen aus Netznutzung gegen Kunden mit registrierender Leistungsmessung beruhen auf Stichtagsablesungen; nicht abgerechnete Leistungen sind zum Bilanzstichtag auf Grundlage einer zählpunktbezogenen Hochrechnung abgegrenzt worden. Die Abgrenzung wird ausgehend vom

Vorjahresverbrauch unter Berücksichtigung von Temperatureinflüssen und des aktuellen Tarifes ermittelt. Von diesen Forderungen sind die erhaltenen Abschlagszahlungen offen abgesetzt.

Den Forderungen gegen Kunden mit Standardlastprofilen lag die rollierende Jahresverbrauchsabrechnung zugrunde, wobei die zum Bilanzstichtag abgegrenzten, noch nicht abgelesenen Lieferungen und Leistungen auf Grundlage einer einzelkundenbezogenen Hochrechnung ermittelt wurden. Von diesen Forderungen sind die erhaltenen Abschlagszahlungen offen abgesetzt.

In den **Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht**, sind unter anderem Ansprüche aus variablen Anteilen der Ergebniseinschätzung des laufenden Jahres bei assoziierten Unternehmen mit Ergebnisabführungsvertrag enthalten.

Die **Flüssigen Mittel** sind zum Nennwert bilanziert.

Aktive Rechnungsabgrenzungsposten

Der aktive Rechnungsabgrenzungsposten enthält Ausgaben, die Aufwendungen für eine bestimmte Zeit nach dem Abschlussstichtag darstellen und wird zum Nennwert angesetzt.

Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung

Zur Erfüllung von Verpflichtungen aus der Altersversorgung der Mitarbeiter sind entsprechende Mittel in Fondsanteilen angelegt. Die Fondsanteile werden vom Helaba Pension Trust e.V. (Helaba), Frankfurt am Main, treuhänderisch für die TEAG verwaltet. Mögliche Ausschüttungen des Spezialfonds werden in diesen thesaurierend angelegt und dienen der Insolvenzsicherung der Verpflichtungen aus der Altersversorgung. Die betreffenden Vermögensgegenstände sind dem Zugriff der übrigen Gläubiger entzogen.

Die Bewertung des Deckungsvermögens erfolgt zum beizulegenden Zeitwert. Dieser wird mit den jeweils zugrunde liegenden Verpflichtungen gemäß

§ 246 Abs. 2 Satz 2 HGB verrechnet. Entsprechend wird mit den zugehörigen Aufwendungen und Erträgen aus Zinseffekten und aus dem zu verrechnenden Vermögen verfahren. Der die Verpflichtungen übersteigende beizulegende Zeitwert des Deckungsvermögens wird als Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung auf der Aktivseite der Bilanz ausgewiesen.

Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG

Das Sonderverlustkonto enthält die zum 1. Juli 1990 eingestellten Pflichtrückstellungen. Nach Verbrauch und Auflösung sind noch Beträge für Altlastensanierung und Rekultivierung enthalten.

(2) Passiva

Eigenkapital

Das **Gezeichnete Kapital** ist zum Nennwert ausgewiesen.

Die **Kapitalrücklage** enthält Rücklagen nach § 272 Abs. 2 Nr. 1 und Nr. 4 HGB.

Die **Gewinnrücklagen** enthalten zum 31. Dezember 2022 eine Rücklage gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG. Sie dient der Abdeckung etwaiger Verluste aus der Abschreibung oder Auflösung des Sonderverlustkontos.

Unterschiedsbetrag aus der Kapitalkonsolidierung

In diesem Posten erfolgt der Ausweis des nach Verrechnung verbleibenden Unterschiedsbetrags aus der Kapitalkonsolidierung sowie dessen Fortschreibung gemäß DRS 23 Tz. 149.

Ertragszuschüsse

Der Posten Ertragszuschüsse beinhaltet vereinbarte Baukostenzuschüsse. Bei der Auflösung der Baukostenzuschüsse wurde grundsätzlich eine Gesamtdauer von 20 Jahren unterstellt. Die Auflösung wird linear über die Gesamtdauer zugunsten der Umsatzerlöse vorgenommen.

Sonderposten für Investitionszuschüsse

Die im Sonderposten aus Investitionszuschüssen erfassten Beträge werden abschreibungskonform zugunsten der sonstigen betrieblichen Erträge aufgelöst.

Rückstellungen

Die Bewertung der **Pensionen und pensionsähnlichen Verpflichtungen** erfolgt nach dem international anerkannten Anwartschaftsbarwertverfahren (Projected Unit Credit Methode). Nach diesem Verfahren errechnet sich die Höhe der Pensionsverpflichtungen aus der zum Bilanzstichtag erdienten Anwartschaft unter Berücksichtigung künftiger Gehaltssteigerungen. Der für die Abzinsung der Pensionsverpflichtungen verwendete Zinssatz basiert auf einer auf den Bilanzstichtag abzielenden Prognose des von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten durchschnittlichen Marktzinssatzes der vergangenen zehn Geschäftsjahre bei einer angenommenen Restlaufzeit von 15 Jahren.

Weiterhin sind ein Gehaltstrend und eine Rentendynamik berücksichtigt. Den versicherungsmathematischen Rückstellungsberechnungen liegen als Rechnungsgrundlagen die Richttafeln 2018 G von Prof. Dr. Klaus Heubeck zugrunde. Als Bewertungsendalter werden grundsätzlich die frühestmöglichen Altersgrenzen in der gesetzlichen Rentenversicherung herangezogen. Für Mitarbeiter mit abgeschlossenen Vorruhestandsvereinbarungen wird das vertraglich vereinbarte Endalter berücksichtigt. Des Weiteren werden Fluktuationswahrscheinlichkeiten verwendet.

Zur Erfüllung von Verpflichtungen aus der Altersversorgung sind entsprechende Mittel in Fondsanteilen angelegt. Die Fondsanteile werden von der Helaba treuhänderisch für die TEAG verwaltet. Mögliche Ausschüttungen der Spezialfonds HI-Pension Trust Thüringer Energie-Fonds werden in diesem thesaurierend angelegt. Das Deckungsvermögen dient der Insolvenzsicherung der Verpflichtungen aus der Altersversorgung. Die betreffenden Vermögensgegenstände sind dem Zugriff der übrigen Gläubiger entzogen.

Der Berechnung der Pensionsverpflichtungen liegen folgende Parameter zugrunde:

	31.12.2022 in %	31.12.2021 in %
Abzinsung der Pensionsverpflichtungen	1,79	1,87
Rentendynamik	0,00 bis 2,00	0,00 bis 2,00
Gehaltstrend	0,00 bis 2,75	0,00 bis 2,75

Die **Steuerrückstellungen** berücksichtigen alle erkennbaren Risiken und ungewissen Verbindlichkeiten. Der Ansatz erfolgt in Höhe des nach vernünftiger kaufmännischer Beurteilung notwendigen Erfüllungsbetrags. Die Steuerrückstellungen bestehen im Wesentlichen für Verpflichtungen aus Gewerbesteuer, Körperschaftsteuer, Solidaritätszuschlag sowie sonstigen Steuern für das Geschäftsjahr und Vorjahr.

Die Berechnung der **Jubiläumsverpflichtungen** erfolgt nach dem international anerkannten Anwartschaftsbarwertverfahren (Projected Unit Credit Methode). Für die Jubiläums- und Sterbegeld-

sowie für den wesentlichen Teil der Deputatsverpflichtungen wird gemäß der bis einschließlich 2008 abgeschlossenen betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen ein Rechnungszins, basierend auf einer auf den Bilanzstichtag abzielenden Prognose des von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten durchschnittlichen Marktzinssatzes der vergangenen sieben Jahre, bei einer angenommenen Restlaufzeit von 15 Jahren, herangezogen. Ferner wird ein Gehaltstrend berücksichtigt. Den versicherungsmathematischen Rückstellungsberechnungen liegen als Rechnungsgrundlagen die Richttafeln 2018 G von Prof. Dr. Klaus Heubeck zugrunde.

Für die **Vorruhestandsverpflichtungen** für laufende und bereits vereinbarte Verpflichtungen sowie für potentielle Verpflichtungen wird von unterschiedlichen Durationen ausgegangen. Der für diese Durationen maßgebliche Zins wurde mittels linearer Interpolation aus einer auf den Bilanzstichtag abzielenden Prognose der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Zinssätze abgeleitet. Ferner wird ein Gehaltstrend berücksichtigt. Den versicherungsmathematischen Rückstellungsberechnungen liegen als Rechnungsgrundlagen die Richttafeln 2018 G von Prof. Dr. Klaus Heubeck zugrunde.

Zur Berechnung der Verpflichtungen wurden folgende Parameter verwendet:

	31.12.2022 in %	31.12.2021 in %
Deputatsverpflichtungen		
Zins	1,79	1,87
Strompreistrend	2,00	2,00
Jubiläums- und Sterbegeldverpflichtungen		
Zins	1,45	1,35
Gehaltstrend	2,75	2,75
Vorruhestandsverpflichtungen		
davon Duration von 1,26 Jahren (Vorjahr: 1,24 Jahre)	0,45	0,30
davon Duration von 3 Jahren (Vorjahr: 3 Jahre)	0,59	0,67
Gehaltstrend	1,00	1,00

Die **sonstigen Rückstellungen** berücksichtigen alle erkennbaren Risiken und ungewissen Verbindlichkeiten. Der Ansatz erfolgt in Höhe des nach vernünftiger kaufmännischer Beurteilung notwendigen Erfüllungsbetrags.

Rückstellungen mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr werden mit dem ihrer Laufzeit entsprechenden abgeleiteten durchschnittlichen Marktzins der vergangenen sieben Jahre (0,37 % bis 1,42 % p. a.) gemäß § 253 Abs. 2 Satz 1 und Satz 4 HGB abgezinst. Die Abzinsung wird auch für ursprünglich langfristige Rückstellungen vorgenommen, deren Restlaufzeit am Bilanzstichtag ein Jahr nicht überschreitet. Bei langfristigen Rückstellungen wird ebenso eine Preissteigerungsrate von 2,2 % p. a. (Vorjahr: 1,3 % p. a.) berücksichtigt.

Erträge und Aufwendungen aus der Aufzinsung von Rückstellungen sowie aus Änderungen der Zinssätze werden gesondert unter dem Posten Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge bzw. Zinsen und ähnliche Aufwendungen ausgewiesen.

Die TEAG weicht zur bilanziellen Abbildung von in Portfolien zusammengefassten Bezugs- und Absatzgeschäften für Strom und Gas vom Grundsatz der imparitätischen Einzelbewertung ab und wendet stattdessen den IDW RS ÖFA 3 an. Gemäß IDW RS ÖFA 3 werden außerdem etwaige überschießende Volumina bzw. offene Positionen auf Kundensegmentebene imparitätisch bewertet und ggf. Rückstellungen gebildet.

Verbindlichkeiten

Die Verbindlichkeiten werden mit dem Erfüllungsbetrag zum Bilanzstichtag ausgewiesen. Die erhaltenen Anzahlungen auf Bestellungen sind mit dem Nennbetrag ohne Umsatzsteuer bilanziert.

Passiver Rechnungsabgrenzungsposten

Unter dem passiven Rechnungsabgrenzungsposten werden Einnahmen aus Zuschüssen, die von Gemeinden zur DSL-Erschließung der Ortschaften gewährt wurden, sowie aus erhaltenen

Einrichtungsgebühren für die Breitbandanbindung ausgewiesen. Darüber hinaus werden unter diesem Posten vereinnahmte Einmalgebühren für die Bereitstellung von WLAN-Technik bilanziert. Der Rechnungsabgrenzungsposten wird im Wesentlichen über die Vertragslaufzeit zugunsten der Umsatzerlöse aufgelöst. Ab dem Geschäftsjahr 2016 werden die DSL-Zuschüsse über eine feste Laufzeit von 20 Jahren aufgelöst.

Passive latente Steuern

Latente Steuern werden für zeitliche Unterschiede zwischen den handels- und steuerrechtlichen Wertansätzen von Vermögensgegenständen, Schulden und Rechnungsabgrenzungsposten ermittelt.

Die Ermittlung der latenten Steuern erfolgt auf Basis des kombinierten Ertragsteuersatzes von 30 %. Der kombinierte Ertragsteuersatz umfasst Körperschaftsteuer, Solidaritätszuschlag und Gewerbesteuer.

Die latenten Steuern enthalten primäre passive latente Steuern aus Jahresabschlüssen konsolidierter Unternehmen sowie sekundäre aktive und passive latente Steuern, die miteinander verrechnet ausgewiesen werden. Vom Ansatzwahlrecht primärer aktiver latenter Steuern gemäß § 298 Abs. 1 HGB in Verbindung mit § 274 Abs. 1 Satz 2 HGB wurde kein Gebrauch gemacht.

Die sekundären passiven latenten Steuern resultieren im Wesentlichen aus der im Zusammenhang mit der Kapitalkonsolidierung erfolgten Neubewertung des Kundenstamms der TNK, der ehemaligen EMS und der TWS.

D. Erläuterungen zur Bilanz

(1) Anlagevermögen

Konzern-Anlagespiegel		Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten					
Angaben in T€	Stand 01.01.2022	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	Zugang Konsolidie- rungskreis	Stand 31.12.2022	
Immaterielle Vermögensgegenstände	77.109	3.606	23	5.041	0	85.733	
Entgeltlich erworbene ähnliche Rechte	52.662	3.606	23	5.041	0	61.286	
Kundenstamm	19.778	0	0	0	0	19.778	
Geschäfts- und Firmenwert	4.669	0	0	0	0	4.669	
Sachanlagen	3.395.610	178.348	11.472	-5.041	0	3.557.445	
Grundstücke und Bauten	261.082	1.869	63	3.988	0	266.876	
Technische Anlagen und Maschinen	2.914.115	50.383	8.711	55.576	0	3.011.363	
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	49.424	3.903	2.130	2.995	0	54.192	
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	170.989	122.193	568	-67.600	0	225.014	
Finanzanlagen	236.903	20.220	3.729	0	-25	253.369	
Anteile an verbundenen Unternehmen	24.452	11.738	0	0	-25	36.165	
Ausleihungen an verbundene Unternehmen	10.860	7.500	972	0	0	17.388	
Anteile an At-Equity bewerteten Unternehmen	183.600	130	2.735	0	0	180.995	
Sonstige Beteiligungen	17.988	852	22	0	0	18.818	
Genossenschaftsanteile	3	0	0	0	0	3	
Anlagevermögen	3.709.622	202.174	15.224	0	-25	3.896.547	

Abschreibungen									
Stand 01.01.2022	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	Zu- schreibung	Zugang Konsolidie- rungskreis	Stand 31.12.2022	Buchwert Stand 31.12.2022	Buchwert Stand 31.12.2021	
58.240	6.741	18	0	0	0	64.963	20.770	18.869	
44.191	5.767	18	0	0	0	49.940	11.346	8.471	
12.369	741	0	0	0	0	13.110	6.668	7.409	
1.680	233	0	0	0	0	1.913	2.756	2.989	
2.249.522	77.099	9.220	0	353	0	2.317.048	1.240.397	1.146.088	
126.213	5.848	10	0	0	0	132.051	134.825	134.869	
2.084.759	67.588	7.114	0	353	0	2.144.880	866.483	829.356	
38.550	3.663	2.096	0	0	0	40.117	14.075	10.874	
0	0	0	0	0	0	0	225.014	170.989	
37.723	3.307	0	0	0	0	41.030	212.339	199.180	
0	0	0	0	0	0	0	36.165	24.452	
0	0	0	0	0	0	0	17.388	10.860	
34.535	3.307	0	0	0	0	37.842	143.153	149.065	
3.188	0	0	0	0	0	3.188	15.630	14.800	
0	0	0	0	0	0	0	3	3	
2.345.485	87.147	9.238	0	353	0	2.423.041	1.473.506	1.364.137	

(2) Vorräte

Vorräte	31.12.2022 T€	31.12.2021 T€
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	9.470	8.689
Emissionszertifikate	60.323	51.919
Unfertige Leistungen	2.755	2.111
davon unfertige Leistungen	10.319	4.907
davon erhaltene Anzahlungen	-7.564	-2.796
Handelswaren	31.732	8.554
Geleistete Anzahlungen	1.484	1.016
	105.764	72.289
Zeitwert unentgeltlich erworbene Emissionszertifikate	8.257	8.336

(3) Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	31.12.2022 T€	31.12.2021 T€
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	243.776	161.833
davon abgerechnete Forderungen	44.839	35.884
davon Verbrauchsabgrenzungen	594.434	440.668
davon erhaltene Abschlagszahlungen	-382.347	-307.996
davon Wertberichtigungen	-12.760	-6.508
davon nicht zugeordnete Zahlungseingänge	-390	-215
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	19.997	3.515
davon aus Lieferungen und Leistungen	1.306	12
davon aus Darlehen und Tagesgeld	18.565	3.444
davon aus Sonstigem	126	59
Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	15.069	12.596
davon aus Lieferungen und Leistungen	3.130	1.221
davon aus Sonstigem	11.939	11.375
Sonstige Vermögensgegenstände	71.035	62.223
davon Steuererstattungsansprüche und Steuerabgrenzungen	33.836	38.344
	349.877	240.167

Sämtliche Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände haben eine Restlaufzeit von bis zu einem Jahr.

(4) Flüssige Mittel

Flüssige Mittel	31.12.2022	31.12.2021
	T€	T€
Kassenbestand und Wertmarken	54	64
Bankguthaben	130.915	5.270
	130.969	5.334

(5) Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung

Aus der Verrechnung der Deckungsvermögen im Zusammenhang mit rückgedeckten Pensionsverpflichtungen ergibt sich ein aktiver Unterschiedsbetrag, der sich wie folgt zusammensetzt:

Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung	31.12.2022	31.12.2021
	T€	T€
Rückgedeckte Versorgungsverpflichtungen		
Erfüllungsbetrag	51.124	107.743
davon bei Helaba	51.124	107.743
Beizulegende Zeitwerte des Deckungsvermögens	51.616	109.593
davon Rückdeckungsanspruch Helaba	51.616	109.593
Nettowert	492	1.850
Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung	492	1.850
Anschaffungskosten des Deckungsvermögens	54.538	105.311

Der ausschüttungsgesperrte Betrag gemäß § 268 Abs. 8 HGB beträgt 0 T€ (Vorjahr: 4.282 T€).

(6) Eigenkapital

Eigenkapital	31.12.2022	31.12.2021
	T€	T€
Gezeichnetes Kapital	100.000	100.000
Grundkapital	100.000	100.000
Kapitalrücklage	49.402	49.402
Gewinnrücklagen	236.228	230.448
davon Rücklage gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG	16.314	16.320
davon andere Gewinnrücklagen	219.913	214.128
Bilanzgewinn	68.187	68.564
Nicht beherrschende Anteile	906	910
	454.723	449.324

Das Gezeichnete Kapital ist unverändert in 2.958.765 auf den Namen der Aktionäre lautende Stückaktien eingeteilt. Sie werden in 449.471 Stückaktien der Aktiengattung A und in 2.509.294 Stückaktien der Aktiengattung B unterschieden. Den Aktionären werden mit Ausnahme des Dividendenbezugsrechts gleiche Rechte gewährt. Der Anteil der Aktie am gezeichneten Kapital beträgt 33,80 € pro Aktie.

An der TEAG-Unternehmensgruppe halten die KEBT 82,2 % und die Thüga Aktiengesellschaft, München, 15,2 % der Geschäftsanteile.

Die Kapitalrücklage enthält eine Rücklage gemäß § 272 Abs. 2 Nr. 1 HGB von 46.096 T€ sowie andere Zuzahlungen in Höhe von 3.306 T€ gemäß § 272 Abs. 2 Nr. 4 HGB.

Die Rücklage gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG entspricht dem Betrag des Sonderverlustkontos zum 31. Dezember 2022. Der übersteigende frei verfügbare Betrag zum 31. Dezember 2022 in Höhe von 6 T€ wurde in die anderen Gewinnrücklagen umgliedert. Der enthaltene Betrag in Höhe von 16.314 T€ unterliegt damit einer Ausschüttungssperre nach § 268 Abs. 8 HGB.

(7) Unterschiedsbetrag aus der Kapitalkonsolidierung

Zum 31. Dezember 2022 beträgt der Wert des passiven Unterschiedsbetrags aus verbundenen Unternehmen 3.382 T€. Für das laufende Geschäftsjahr erfolgte die ergebniswirksame Fortführung gemäß DRS Nr. 23 Tz. 149 in Höhe von 376 T€.

(8) Ertragszuschüsse

Der Posten beinhaltet im Wesentlichen die von Netzkunden vereinnahmten Baukostenzuschüsse.

(9) Sonderposten für Investitionszuschüsse

Der Sonderposten für Investitionszuschüsse beinhaltet im Wesentlichen Zuschüsse zum Anlagevermögen aus der Breitbandförderung.

(10) Rückstellungen

Rückstellungen	31.12.2022 T€	31.12.2021 T€
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	76.871	77.194
Steuerrückstellungen	12.330	14.746
Sonstige Rückstellungen	433.271	321.523
	522.472	413.463
Unterschiedsbetrag bei Rückstellungen für Pensionen gemäß § 253 Abs. 6 HGB	8.810	24.514

Die Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen enthalten die sich aus abgeschlossenen Betriebsvereinbarungen ergebenden Verpflichtungen im Rahmen einer betrieblichen Alterssicherung sowie Deputatsverpflichtungen. Diese Rückstellungen decken die Versorgungsverpflichtungen gegenüber ehemaligen und noch tätigen Mitarbeitern ab.

Die Verpflichtungen aus Pensionszusagen sind entsprechend durch Fondsanteile, die von der Helaba treuhänderisch verwaltet werden, besichert. Die angelegten Vermögensgegenstände dienen ausschließlich der Erfüllung der Pensionsverpflichtungen und sind dem Zugriff der übrigen Gläubiger entzogen. Diese sind gemäß § 246 Abs. 2 Satz 2 HGB mit den zugrunde liegenden Verpflichtungen zu verrechnen. Der in der nachstehenden Tabelle genannte beizulegende Zeitwert des Deckungsvermögens wurde, soweit es sich um Fondsanteile handelt, durch die beauftragten Verwaltungsgesellschaften unter Zuhilfenahme von Börsenkursen beziehungsweise allgemein anerkannter Bewertungsmethoden zum Abschlussstichtag abgeleitet.

Im Berichtsjahr erfolgte eine Umstrukturierung der betrieblichen Altersvorsorge. Es wurde eine Übertragung aller bis zum Übertragungszeitpunkt bestehenden Verpflichtungen gegenüber Rentnern und aus unverfallbaren Anwartschaften auf einen Pensionsfonds durchgeführt. Dementsprechend vermindert sich die Pensionsrückstellung sowie das dazugehörige Deckungsvermögen.

Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

	31.12.2022 T€	31.12.2021 T€
Nicht rückgedeckte Versorgungsverpflichtungen		
Erfüllungsbetrag	5.593	5.945
Rückgedeckte Versorgungsverpflichtungen		
Erfüllungsbetrag	70.058	127.076
davon bei Helaba	70.012	127.028
davon bei Allianz	46	48
Beizulegende Zeitwerte des Deckungsvermögens	16.001	73.894
davon Rückdeckungsanspruch Helaba	15.962	73.853
davon Rückdeckungsanspruch Allianz	39	41
Nettowert	54.057	53.182
Stromdeputate (Erfüllungsbetrag)	17.221	18.067
Rückstellung gesamt	76.871	77.194
Anschaffungskosten des Deckungsvermögens	16.596	63.104

Der ausschüttungsgesperrte Betrag gemäß § 268 Abs. 8 HGB beträgt 0 T€ (Vorjahr: 10.790 T€).

Sonstige Rückstellungen

	31.12.2022 T€	31.12.2021 T€
Personalarückstellungen	20.346	23.539
Rückstellungen für ausstehende Rechnungen	292.179	170.481
Energiewirtschaftliche und sonstige Risiken	65.332	63.121
Beseitigung ökologische Altlasten	35.183	32.648
Übrige Rückstellungen	20.231	31.734
	433.271	321.523

(11) Verbindlichkeiten

Verbindlichkeiten		Restlaufzeit			Restlaufzeit			
		31.12.2022	bis zu 1 Jahr	über 1 Jahr	davon über 5 Jahre	31.12.2021	bis zu 1 Jahr	über 1 Jahr
		T€	T€	T€	T€	T€	T€	T€
Verbindlichkeiten gegen- über Kreditinstituten	498.115	33.344	464.771	332.133	248.135	17.831	230.304	151.987
Erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen	17.265	17.265	0	0	975	975	0	0
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	18.521	18.256	265	0	18.276	17.908	368	0
Verbindlichkeiten gegen- über verbundenen Unter- nehmen	12.260	5.260	7.000	7.000	14.105	4.105	10.000	7.000
davon aus Lieferungen und Leistungen	217	217	0	0	105	105	0	0
davon aus Darlehen bzw. Tagesgeld	12.043	5.043	7.000	7.000	14.000	4.000	10.000	7.000
davon gegenüber Gesellschafter	10.000	3.000	7.000	7.000	14.000	4.000	10.000	7.000
Verbindlichkeiten gegen- über Unternehmen, mit denen ein Beteiligungs- verhältnis besteht	1.264	1.264	0	0	783	783	0	0
davon aus Lieferungen und Leistungen	96	96	0	0	14	14	0	0
davon aus Darlehen	1.168	1.168	0	0	769	769	0	0
Sonstige Verbindlichkeiten	367.741	197.741	170.000	0	412.284	12.284	400.000	100.000
davon aus Steuern	9.707	9.707	0	0	11.811	11.811	0	0
davon im Rahmen der sozialen Sicherheit	0	0	0	0	0	0	0	0
	915.166	273.130	642.036	339.133	694.558	53.886	640.672	258.987

Die Verbindlichkeiten sind nicht besichert.

(12) Passive latente Steuern

Passive latente Steuern	31.12.2022 T€	31.12.2021 T€
Passive latente Steuern	2.000	2.223
davon aus immateriellen Vermögensgegenständen	2.000	2.223
	2.000	2.223

(13) Haftungsverhältnisse und sonstige finanzielle Verpflichtungen

Die Versorgungskasse Energie VVaG i. L. (VKE), Hannover, befindet sich seit 30. Dezember 2017 in Liquidation. Nach Abschluss der Liquidation der VKE erwartet die TEAG eine Auszahlung der ihr zustehenden anteiligen Verlustrücklage. Die entsprechenden Deckungsmittel wurden von der VKE direkt an den Helaba Pension Trust e. V. übertragen. Für den arbeitnehmerfinanzierten Teil der Spezialfonds besteht grundsätzlich eine Nachschussverpflichtung. Zum Bilanzstichtag liegt diese aufgrund ausreichend vorhandenem Deckungsvermögen nicht vor.

Im Geschäftsjahr 2022 erfolgte eine Umstrukturierung der betrieblichen Altersvorsorge. Dabei wurde eine Übertragung aller bis zum Übertragungszeitpunkt bestehenden Verpflichtungen gegenüber Rentnern und aus unverfallbaren Anwartschaften auf einen Pensionsfonds durchgeführt. Beim Eintritt einer entsprechenden negativen Wertentwicklung besteht grundsätzlich eine Nachschussverpflichtung. Nach den derzeitigen Entwicklungen ist die Wahrscheinlichkeit der Inanspruchnahme als gering einzuschätzen.

Zum Bilanzstichtag bestehen folgende sonstige finanzielle Verpflichtungen:

	Betrag gesamt T€	davon bis 1 Jahr T€	davon > 1 Jahr T€
Energiewirtschaftliche Bezugs-, Netzanschluss- und Ausspeiseverträge	2.720.790	1.729.809	990.981
Miet-, Leasing-, Erbbau- sowie Pachtverträge	45.712	7.352	38.360
Dienstleistungs- und Serviceverträge	5.567	4.567	1.000
Bestellobligo für Investitionen	123.850	123.850	0
Kapitaldienste	21.167	21.167	0
Übrige sonstige finanzielle Verpflichtungen	32.360	13.930	18.430
Summe der sonstigen finanziellen Verpflichtungen	2.949.446	1.900.675	1.048.771
davon verbundene Unternehmen	24.850		
davon assoziierte Unternehmen	2.231		
Bankbürgschaften	15.725		

Bei den Bankbürgschaften geht die TEAG zum jetzigen Zeitpunkt nicht von einer Inanspruchnahme aus. Die Einschätzungen der genannten Haftungsverhältnisse beruhen vor allem auf Bonitätsbeurteilungen der Primärverpflichteten sowie auf Erkenntnissen vergangener Geschäftsjahre.

Es bestehen in folgenden Fällen Optionen Dritter:

- **SWE Energie GmbH und SWE Netz GmbH**

Die SWE Stadtwerke Erfurt GmbH hat das Recht, die im Eigentum der TEAG befindlichen Geschäftsanteile an der SWE Energie GmbH und SWE Netz GmbH bis zum 31. Dezember 2038 zu erwerben (Ausübung des Rechts in Textform bis spätestens 31. Dezember 2037). Die SWE Stadtwerke Erfurt GmbH vergütet in diesem Fall den Ertragswert bzw. mindestens den Nennwert.

- **Stadtwerke Gotha GmbH**

Die Kommunale Beteiligungen Gotha GmbH kann mit Ablauf des fünften vollen Geschäftsjahres nach Abschluss des Konsortialvertrags vom 27. August 2013 von der TEAG die Übertragung eines weiteren Geschäftsanteils in Höhe von 4,9 % des Stammkapitals zum Ertragswert verlangen. Weiterhin sieht der Konsortialvertrag vor, dass die TEAG ihre Geschäftsanteile der Stadt Gotha, der Kommunalen Beteiligungen Gotha GmbH oder einem von diesen benannten Dritten andienen muss, wenn die Stadt Gotha oder die Kommunale Beteiligungen Gotha GmbH die Zusammenarbeit nicht fortsetzen wollen. Die TEAG hat umgekehrt ein entsprechendes Andienungsrecht. Beide Rechte greifen erstmals zum 10. Februar 2032.

- **NG Netzgesellschaft Schmalkalden GmbH & Co. KG**

Zum 31. Dezember 2033 haben die Stadt oder nach Wahl der Stadt die Stadtwerke Schmalkalden GmbH oder ein von der Stadt zu benennender Dritter das Recht zum Erwerb einer Beteiligung von bis zu 100 % an der NGS.

- **Stadtwerke Zeulenroda GmbH**

Die Stadtwerke Zeulenroda GmbH hat bis zum 30. Juni 2025 das Recht, ein Angebot zum Kauf eines Geschäftsanteils der Energiewerke Zeulenroda GmbH von der TEAG anzunehmen.

- **KEYWEB AG**

Gemäß Aktienkauf- und Abtretungsvertrag vom 9./10. Februar 2021 hat der Mehrheitsgesellschafter das Recht, den Erwerb von 23,9 % der von ihm an der KEYWEB AG gehaltenen Aktien mit wirtschaftlicher Wirkung zum 1. Januar 2024 durch die TEAG zu verlangen (Put-Option). Das Verlangen kann einmalig durch schriftliche Erklärung bis zum 30. Juni 2023 ausgeübt werden. Der Kaufpreis für die Ausübung der Option wurde bereits festgelegt. Die TEAG hat eine gleichlautende Call-Option und damit das Recht, den Verkauf der Aktien durch den Mehrheitsgesellschafter zu gleichen Konditionen zu verlangen.

- **Innosun GmbH**

Gemäß Kauf- und Abtretungsvertrag vom 16. Dezember 2021 räumt die TEAG dem Mitgesellschafter das Ankaufsrecht bezüglich 125 Geschäftsanteilen ein. Dies entspricht 0,1 % der Geschäftsanteile. Die Option darf erstmalig am 30. Juni 2026 zum 31. Dezember 2026 bzw. letztmalig am 30. Juni 2028 zum 31. Dezember 2028 ausgeübt werden. Der Kaufpreis für die Ausübung der Option wurde bereits festgelegt.

(14) Angaben nach IDW RS ÖFA 3

Die TEAG fasst physische Strom- bzw. Gasbezugs- und Absatzgeschäfte unter Anwendung des IDW RS ÖFA 3 in verschiedenen Portfolien zusammen. Hierbei werden folgende Portfolien gebildet:

- Strombezugs- und Stromabsatzgeschäfte je Lieferjahr und Kundensegment
- Gasbezugs- und Gasabsatzgeschäfte je Lieferjahr und Kundensegment

Es wurden Grund- und Sicherungsinstrumente, die zusammen gesteuert werden, demselben Rohstoff-Risiko unterliegen und dieselbe Laufzeit besitzen, zusammengefasst, um die Anforderungen hinsichtlich der zeitlichen und sachlichen Homogenität des IDW RS ÖFA 3 zu entsprechen. Es erfolgt eine stetige Überwachung der offenen Position hinsichtlich der Mengengleichheit von Grundgeschäft und Sicherungsinstrument.

Die in den Portfolien enthaltenen Bezugs- und Absatzgeschäfte spiegeln teilweise auch Planmengen wider. Diese sind Bestandteil der Mittelfristplanung, deren Eintritt überwacht und eine hohe Eintrittswahrscheinlichkeit der Transaktionen unterstellt wird.

Zur Bewertung der verschiedenen Portfolien bei Strom und Gas, die die Voraussetzungen des IDW RS ÖFA 3 erfüllen, erfolgt die Aufstellung einer Ergebnisbeitragsrechnung für alle bewirtschafteten Jahre unter Berücksichtigung aller direkt zuordenbaren Kosten. Die Basis der Ergebnisbeitragsrech-

nung bilden die preislich fixierten Bestellmengen des Vertriebs und die zum Abschlussstichtag dafür durchgeführten Beschaffungsgeschäfte. Bei der Ergebnisbeitragsrechnung werden pro Portfolio und Jahresscheibe die offenen Positionen durch die Saldierung der unrealisierten Verluste und Gewinne bewertet. Im Geschäftsjahr 2022 sowie im Vorjahr haben sich keine Drohverlustrückstellungen ergeben.

E. Erläuterung zur Gewinn- und Verlustrechnung

(15) Umsatzerlöse

Umsatzerlöse	2022 T€	2021 T€
Stromerlöse	1.703.342	1.477.422
davon periodenfremd	-12.842	-6.695
davon Stromsteuer	-68.477	-69.035
davon periodenfremd	-376	-1.181
Erdgaserlöse	448.128	248.209
davon periodenfremd	1.792	2.218
davon Energiesteuer	-22.254	-20.264
davon periodenfremd	44	192
Wärmeerlöse	62.030	49.366
davon periodenfremd	1.368	39
davon Energiesteuer	-15	-14
Telekommunikation	42.062	39.355
Sonstige Umsatzerlöse	37.651	44.307
davon periodenfremd	-2.847	9.613
	2.293.213	1.858.659

Die Umsatzerlöse wurden ausschließlich im Inland erzielt.

(16) Sonstige betriebliche Erträge

Sonstige betriebliche Erträge	2022 T€	2021 T€
Sonstige betriebliche Erträge	155.710	32.167
davon Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen für die Übertragung von Pensionsverpflichtungen und aus Kapitalisierungsoption	120.936	0
davon aus Auflösung Sonderposten Investitionszuschüsse	548	150
davon periodenfremd	29.845	27.789
davon Erträge aus Auflösung von Rückstellungen	25.099	22.822

(17) Materialaufwand

Materialaufwand	2022	2021
	T€	T€
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	1.571.649	1.155.655
davon periodenfremd konventionelle Brennstoffe	2.347	775
davon periodenfremd Strombezug	6.721	1.687
davon periodenfremd Erdgasbezug	8.953	76
davon periodenfremd Dampfbezug	0	201
davon periodenfremd sonstiger Materialbezug	1.869	7.193
Aufwendungen für bezogene Leistungen	393.869	376.126
davon periodenfremd Konzessionsabgaben	-240	-895
davon periodenfremd bezogene Leistungen	1.485	905
davon periodenfremd Netznutzung	1.898	2.439
	1.965.518	1.531.781
davon Abschreibung Sonderverlustkonto gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG	6	5

(18) Personalaufwand

Personalaufwand	2022	2021
	T€	T€
Löhne und Gehälter	110.707	106.621
Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	28.453	35.628
	139.160	142.249
davon für Altersversorgung	7.278	13.831
davon Abschreibung Sonderverlustkonto gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG	0	5

Mitarbeiter

	2022	2021
	Anzahl	Anzahl
Mitarbeiter (Durchschnitt)	1.901	1.879
davon gewerbliche Arbeitnehmer	409	407
davon Angestellte	1.492	1.472
Auszubildende (Durchschnitt)	91	89

(19) Abschreibungen

Abschreibungen		
	2022 T€	2021 T€
Planmäßige Abschreibungen	83.840	78.407
	83.840	78.407
Unterschiedsbetrag Mehrabschreibungen degressiv/linear gem. Art. 67 Abs. 4 Satz 1 EGHGB	43	58

(20) Sonstige betriebliche Aufwendungen

Sonstige betriebliche Aufwendungen		
	2022 T€	2021 T€
Dienst- und Fremdleistungen	11.980	9.949
Wertberichtigungen und Ausbuchung von Forderungen	12.271	5.912
Übrige sonstige Aufwendungen	120.807	6.298
davon periodenfremd	2.568	3.327
davon Aufwendungen im Rahmen der Übertragung von Pensionsverpflichtungen	115.515	0
davon sonstige Steuern	963	978
	145.058	22.159

(21) Erträge aus At-Equity bewerteten Unternehmen

Erträge aus At-Equity bewerteten Unternehmen		
	2022 T€	2021 T€
Erträge aus At-Equity bewerteten Unternehmen	15.214	15.180
davon periodenfremd	5.612	5.833

Der Posten enthält u. a. die Beteiligungsergebnisse der Gemeinschafts- und assoziierten Unternehmen. Es erfolgte eine Fortschreibung der Unterschiedsbeträge aus der Erstkonsolidierung sowie die Abschreibung von Zwischenergebnissen aus Anlagenverkäufen. Weiterhin wurden die variablen Ergebnisanteile und die Spitzabrechnung aus dem jeweiligen Geschäftsjahr 2021 erfasst. Bei den Gesellschaften ohne Ergebnisabführungsvertrag erfolgte die Fortschreibung des At-Equity-Werts um den anteiligen Jahresüberschuss 2021 und die Korrektur der bereits vereinnahmten Beteiligungserträge aus 2021.

(22) Erträge aus sonstigen Beteiligungen

Erträge aus sonstigen Beteiligungen		
	2022	2021
	T€	T€
Erträge aus sonstigen Beteiligungen	1.848	2.076
davon periodenfremd	177	83
davon aus verbundenen Unternehmen	363	658

(23) Erträge aus Ausleihungen des Finanzanlagevermögens

Erträge aus Ausleihungen des Finanzanlagevermögens		
	2022	2021
	T€	T€
Erträge aus Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	294	178
davon aus verbundenen Unternehmen	294	178

(24) Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge

Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge		
	2022	2021
	T€	T€
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	2.080	1.299
davon periodenfremd	1.406	852
davon aus verbundenen Unternehmen	115	3
davon aus Abzinsung von Rückstellungen	30	701

(25) Zinsen und ähnliche Aufwendungen

Zinsen und ähnliche Aufwendungen		
	2022 T€	2021 T€
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	55.836	39.493
davon periodenfremd	975	2.065
davon an KET	24.980	16.304
davon an verbundene Unternehmen	15	0
davon aus der Aufzinsung von Rückstellungen	681	3.402
davon aus der Verrechnung von Aufwendungen und Erträgen gemäß § 246 Absatz 2 Satz 2 HGB	24.571	14.415
davon Aufzinsung von Pensionsrückstellungen	6.259	22.447
davon Erträge (-) oder Aufwendungen aus Deckungsvermögen	18.312	-8.032

In den Erträgen (-) bzw. Aufwendungen aus dem Deckungsvermögen sind mit einem Teilbetrag in Höhe von 3.714 T€ Veräußerungsgewinne und 3.875 T€ Veräußerungsverluste aus dem Verkauf von Wertpapieren im Zusammenhang mit der Übertragung von Pensionsverpflichtungen auf einen Pensionsfonds im Rahmen der betrieblichen Altersversorgung enthalten.

(26) Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

Steuern vom Einkommen und vom Ertrag		
	2022 T€	2021 T€
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	26.660	33.543
davon periodenfremd	2.769	3.823
davon latente Steuern	-222	-222

Der Ertrag aus latenten Steuern aus Konsolidierungsmaßnahmen resultiert aus der Auflösung von passiven latenten Steuern auf Unterschiede aus der Neubewertung im Rahmen der Erstkonsolidierung.

F. Sonstige Angaben

Honorar des Abschlussprüfers

Honorar des Abschlussprüfers

	2022 T€	2021 T€
Abschlussprüfungsleistungen	395	380
andere Bestätigungsleistungen	160	95
sonstige Leistungen	60	50
	615	525

Nachtragsbericht

Vorgänge von besonderer Bedeutung nach dem Schluss des Geschäftsjahres liegen nicht vor.

Gesamtbezüge des Aufsichtsrats

Die für die Tätigkeit im Geschäftsjahr an die Mitglieder des Aufsichtsrats gewährten Gesamtbezüge betragen 318 T€ (im Vorjahr: 194 T€).

Gesamtbezüge des Vorstands

Die Gesamtbezüge des Vorstands belaufen sich auf 1.502 T€ (im Vorjahr: 1.450 T€).

Die Gesamtbezüge der früheren Mitglieder des Vorstands betragen 954 T€ (im Vorjahr: 676 T€). Für frühere Mitglieder des Vorstands wurden 13.030 T€ (im Vorjahr: 15.406 T€) Rückstellungen für laufende Pensionen und Anwartschaften auf Pensionen passiviert.

Ergebnisverwendungsvorschlag des Mutterunternehmens

Der Bilanzgewinn der TEAG beträgt 122.403.012,66 €. Wir schlagen vor, daraus eine Dividende von 28,03 €/A-Aktie und 20,00 €/B-Aktie, das sind insgesamt 62.784.552,13 €, auszuschütten, einen Betrag in Höhe von 9.000.000,00 € in andere Gewinnrücklagen gemäß § 272 Abs. 3 HGB einzustellen und den Restbetrag in Höhe von 50.618.460,53 € auf neue Rechnung vorzutragen.

Erfurt, den 27. Februar 2023

Der Vorstand



Stefan Reindl



Dr. Andreas Roß

Konzernkapitalflussrechnung

	2022 T€	2021 T€
Konzernjahresüberschuss (einschließlich Ergebnisanteilen von Minderheitsgesellschaftern)	68.183	68.494
+ Abschreibungen/Zuschreibung auf Gegenstände des Anlagevermögens (ohne at Equity Bewertung)	83.487	79.855
+ Verlust aus der at Equity Bewertung	5.809	5.467
+ Abschreibungen auf das Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG	6	10
- Auflösung des passiven Unterschiedsbetrages aus der Kapitalkonsolidierung	-376	-376
- Auflösung der empfangenen Ertragszuschüsse	-11.739	-11.689
- Abnahme (-)/Zunahme der Rückstellungen	130.975	41.148
- Gewinn aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens	-213	-206
+ Verlust aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens	582	1.667
+ Zunahme (-)/Abnahme der Vorräte, der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie anderer Aktiva, die nicht der Investitions- oder Finanzierungstätigkeit zuzuordnen sind	-110.945	-55.617
+ Abnahme (-)/Zunahme der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie anderer Passiva, die nicht der Investitions- oder Finanzierungstätigkeit zuzuordnen sind	20.942	8.002
+ Zinsaufwand/-ertrag (-)	29.021	19.325
- Sonst. Beteiligungserträge	-22.871	-22.723
+ Ertragsteueraufwand	26.882	33.765
- Ertragsteuerzahlungen	-34.022	-29.220
= Cashflow aus der laufenden Geschäftstätigkeit	185.721	137.893
+ Einzahlungen aus Abgängen von Gegenständen des Sachanlagevermögens	147	260
- Auszahlungen für Zugänge zum Konsolidierungskreis	25	0
- Auszahlungen für Investitionen in das Sachanlagevermögen	-183.243	-169.620
- Auszahlungen für Investitionen in das immaterielle Anlagevermögen	-3.606	-2.837
+ Einzahlungen aus Abgängen von Gegenständen des Finanzanlagevermögens	1.202	2.029
- Auszahlungen für Investitionen in das Finanzanlagevermögen	-13.720	-23.871
+ Erhaltene Zinsen	289	165
+ Erhaltene Dividenden	22.307	22.218
+ Einzahlungen aus dem Deckungsvermögen	69	0
- Auszahlungen zur Herstellung von Deckungsvermögen sowie Auszahlungen an einen Pensionsfonds	-18.449	-5.125
= Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-194.979	-176.781

Kapitalflussrechnung

	2022 T€	2021 T€
- Gezahlte Dividenden an Gesellschafter des Mutterunternehmens	-62.785	-62.785
+ Einzahlungen aus der Aufnahme von Darlehen und Krediten bei Kreditinstituten	276.500	115.000
- Auszahlungen für die Tilgung von Darlehen bei Kreditinstituten	-80.506	-11.519
+ Einzahlungen aus erhaltenen Zuschüssen	37.204	25.549
- Gezahlte Zinsen	-22.826	-19.382
= Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	147.587	46.863
= Zahlungswirksame Veränderungen des Finanzmittelfonds	138.329	7.975
+ Finanzmittelfonds am Anfang der Periode	7.984	9
= Finanzmittelfonds am Ende der Periode	146.313	7.984

Überleitung zum Finanzmittelfonds:**Überleitung zum Finanzmittelfonds**

	01.01.2022 T€	01.01.2021 T€
Kassenbestand und Geldguthaben bei Kreditinstituten	5.334	7.369
Forderungen aus Geldanlagen mit verbundenen Unternehmen, nicht konsolidiert	3.444	3.132
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten, aus Tagesgeldaufnahme	-25	-10.003
Verbindlichkeiten aus Geldaufnahmen bei Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	-769	-489
	7.984	9

	31.12.2022 T€	31.12.2021 T€
Kassenbestand und Geldguthaben bei Kreditinstituten	130.969	5.334
Forderungen aus Geldanlagen mit verbundenen Unternehmen, nicht konsolidiert	18.565	3.444
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten, aus Tagesgeldaufnahme	-2.043	-25
Verbindlichkeiten aus Geldaufnahmen bei Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	-1.168	-769
Kurzfristige Verbindlichkeiten Kreditinstitute	-10	0
	146.313	7.984
Änderung des Finanzmittelfonds	138.329	7.975

Konzern-Eigenkapitalspiegel

Konzern-Eigenkapitalspiegel

Angaben in T€	Eigenkapital des Mutterunternehmens						
	Gezeichnetes Kapital			Rücklagen			
	Stammaktien	Vorzugsaktien	Summe	Kapitalrücklage		Summe	
				Kapitalrücklage nach § 272 Abs. 2 Nr. 1 HGB	Kapitalrücklage nach § 272 Abs. 2 Nr. 4 HGB		
Stand am 01.01.2021	84.809	15.191	100.000	46.096	3.306	49.402	
Gezahlte Dividenden	-	-	-	-	-	-	
Konzernjahresüberschuss	-	-	-	-	-	-	
Einstellung in/Entnahme aus Rücklagen	-	-	-	-	-	-	
Sonstige Veränderungen	-	-	-	-	-	-	
Stand am 31.12.2021/01.01.2022	84.809	15.191	100.000	46.096	3.306	49.402	
Gezahlte Dividenden	-	-	-	-	-	-	
Konzernjahresüberschuss	-	-	-	-	-	-	
Einstellung in/Entnahme aus Rücklagen	-	-	-	-	-	-	
Sonstige Veränderungen	-	-	-	-	-	-	
Stand am 31.12.2022	84.809	15.191	100.000	46.096	3.306	49.402	

Eigenkapital des Mutterunternehmens					Gewinn- vortrag	Konzern- jahresüber- schuss	Summe	Nicht beherrschende Anteile	Konzern- eigenkapital
Rücklagen				Summe					
Gewinnrücklagen			Summe						
Rücklage gemäß § 17 Abs. 4 DMBiG	andere Gewinn- rücklagen	Summe							
16.330	202.189	218.520	267.922	0	74.712	342.634	981	443.615	
-	-	-	-	-	-62.784	-62.784	-	-62.784	
-	-	-	-	-	68.564	68.564	-71	68.493	
-10	11.937	11.928	11.928	-	-11.928	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	
16.320	214.126	230.448	279.850	0	68.564	348.414	910	449.324	
-	-	-	-	-	-62.784	-62.784	-	-62.784	
-	-	-	-	-	68.187	68.187	-4	68.183	
-6	5.786	5.780	5.780	-	-5.780	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	
16.314	219.912	236.228	285.630		68.187	353.817	906	454.723	

Bestätigungsvermerk des unabhängigen Abschlussprüfers

An die TEAG Thüringer Energie AG, Erfurt

Prüfungsurteile

Wir haben den Konzernabschluss der TEAG Thüringer Energie AG, Erfurt, und ihrer Tochtergesellschaften (der Konzern) – bestehend aus der Konzernbilanz zum 31. Dezember 2022, der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung, dem Konzerneigenkapitalspiegel und der Konzernkapitalflussrechnung für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2022 sowie dem Konzernanhang, einschließlich der Darstellung der Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden – geprüft. Darüber hinaus haben wir den Konzernlagebericht der TEAG Thüringer Energie AG, der mit dem Lagebericht der Gesellschaft zusammengefasst ist, für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2022 geprüft. Die Erklärung zur Unternehmensführung nach § 289f Abs. 4 HGB (Angaben zur Frauenquote) haben wir in Einklang mit den deutschen gesetzlichen Vorschriften nicht inhaltlich geprüft.

Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse

- entspricht der beigefügte Konzernabschluss in allen wesentlichen Belangen den deutschen handelsrechtlichen Vorschriften und vermittelt unter Beachtung der deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens- und Finanzlage des Konzerns zum 31. Dezember 2022 sowie seiner Ertragslage für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2022 und
- vermittelt der beigefügte Konzernlagebericht insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns. In allen wesentlichen Belangen steht dieser Konzernlagebericht in Einklang mit dem Konzernabschluss, entspricht den deutschen gesetzlichen Vorschriften und stellt die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend dar. Unser Prüfungsurteil zum Konzernlagebericht erstreckt sich nicht auf den Inhalt der oben genannten Erklärung zur Unternehmensführung.

Gemäß § 322 Abs. 3 Satz 1 HGB erklären wir, dass unsere Prüfung zu keinen Einwendungen gegen die Ordnungsmäßigkeit des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts geführt hat.

Grundlage für die Prüfungsurteile

Wir haben unsere Prüfung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts in Übereinstimmung mit § 317 HGB unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführt. Unsere Verantwortung nach diesen Vorschriften und Grundsätzen ist im Abschnitt „Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts“ unseres Bestätigungsvermerks weitergehend beschrieben. Wir sind von den Konzernunternehmen unabhängig in Übereinstimmung mit den deutschen handelsrechtlichen und berufsrechtlichen Vorschriften und haben unsere sonstigen deutschen Berufspflichten in Übereinstimmung mit diesen Anforderungen erfüllt. Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum Konzernlagebericht zu dienen.

Sonstige Informationen

Die gesetzlichen Vertreter sind für die sonstigen Informationen verantwortlich. Die sonstigen Informationen umfassen die von uns vor Datum dieses Bestätigungsvermerks erlangte Erklärung zur Unternehmensführung nach § 289f Abs. 4 HGB (Angaben zur Frauenquote) als nicht inhaltlich geprüften Bestandteil des Konzernlageberichts.

Unsere Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum Konzernlagebericht erstrecken sich nicht auf die sonstigen Informationen, und dementsprechend geben wir weder ein Prüfungsurteil noch irgendeine andere Form von Prüfungs-schlussfolgerung hierzu ab.

Im Zusammenhang mit unserer Prüfung haben wir die Verantwortung, die oben genannten sonstigen Informationen zu lesen und dabei zu würdigen, ob die sonstigen Informationen

- wesentliche Unstimmigkeiten zum Konzernabschluss, zu den inhaltlich geprüften Konzernlageberichtsangaben oder zu unseren bei der Prüfung erlangten Kenntnissen aufweisen oder
- anderweitig wesentlich falsch dargestellt erscheinen.

Verantwortung der gesetzlichen Vertreter und des Aufsichtsrats für den Konzernabschluss und den Konzernlagebericht

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Aufstellung des Konzernabschlusses, der den deutschen handelsrechtlichen Vorschriften in allen wesentlichen Belangen entspricht, und dafür, dass der Konzernabschluss unter Beachtung der deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die internen Kontrollen, die sie in Übereinstimmung mit den deutschen Grundsätzen ordnungsmäßiger Buchführung als notwendig bestimmt haben, um die Aufstellung eines Konzernabschlusses zu ermöglichen, der frei von wesentlichen falschen Darstellungen aufgrund von dolosen Handlungen (d. h. Manipulationen der Rechnungslegung und Vermögensschädigungen) oder Irrtümern ist.

Bei der Aufstellung des Konzernabschlusses sind die gesetzlichen Vertreter dafür verantwortlich, die Fähigkeit des Konzerns zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu beurteilen. Des Weiteren haben sie die Verantwortung, Sachverhalte in Zusammenhang mit der Fortführung der Unternehmenstätigkeit, sofern einschlägig, anzugeben. Darüber hinaus sind sie dafür verantwortlich, auf der Grundlage des Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu bilanzieren, sofern dem nicht tatsächliche oder rechtliche Gegebenheiten entgegenstehen.

Außerdem sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die Aufstellung des Konzernlageberichts, der insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns vermittelt sowie in allen wesentlichen Belangen mit dem Konzernabschluss

in Einklang steht, den deutschen gesetzlichen Vorschriften entspricht und die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend darstellt. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die Vorkehrungen und Maßnahmen (Systeme), die sie als notwendig erachtet haben, um die Aufstellung eines Konzernlageberichts in Übereinstimmung mit den anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften zu ermöglichen, und um ausreichende geeignete Nachweise für die Aussagen im Konzernlagebericht erbringen zu können.

Der Aufsichtsrat ist verantwortlich für die Überwachung des Rechnungslegungsprozesses des Konzerns zur Aufstellung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts.

Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts

Unsere Zielsetzung ist, hinreichende Sicherheit darüber zu erlangen, ob der Konzernabschluss als Ganzes frei von wesentlichen falschen Darstellungen aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern ist, und ob der Konzernlagebericht insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns vermittelt sowie in allen wesentlichen Belangen mit dem Konzernabschluss sowie mit den bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnissen in Einklang steht, den deutschen gesetzlichen Vorschriften entspricht und die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend darstellt, sowie einen Bestätigungsvermerk zu erteilen, der unsere Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum Konzernlagebericht beinhaltet.

Hinreichende Sicherheit ist ein hohes Maß an Sicherheit, aber keine Garantie dafür, dass eine in Übereinstimmung mit § 317 HGB unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführte Prüfung eine wesentliche falsche Darstellung stets aufdeckt. Falsche Darstellungen können aus dolosen Handlungen oder Irrtümern resultieren und werden als wesentlich angesehen, wenn vernünftigerweise erwartet werden könnte, dass sie einzeln oder

insgesamt die auf der Grundlage dieses Konzernabschlusses und Konzernlageberichts getroffenen wirtschaftlichen Entscheidungen von Adressaten beeinflussen.

Während der Prüfung üben wir pflichtgemäßes Ermessen aus und bewahren eine kritische Grundhaltung. Darüber hinaus

- identifizieren und beurteilen wir die Risiken wesentlicher falscher Darstellungen im Konzernabschluss und im Konzernlagebericht aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern, planen und führen Prüfungshandlungen als Reaktion auf diese Risiken durch sowie erlangen Prüfungsnachweise, die ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile zu dienen. Das Risiko, dass aus dolosen Handlungen resultierende wesentliche falsche Darstellungen nicht aufgedeckt werden, ist höher als das Risiko, dass aus Irrtümern resultierende wesentliche falsche Darstellungen nicht aufgedeckt werden, da dolose Handlungen kollusives Zusammenwirken, Fälschungen, beabsichtigte Unvollständigkeiten, irreführende Darstellungen bzw. das Außerkraftsetzen interner Kontrollen beinhalten können.
- gewinnen wir ein Verständnis von dem für die Prüfung des Konzernabschlusses relevanten internen Kontrollsystem und den für die Prüfung des Konzernlageberichts relevanten Vorkehrungen und Maßnahmen, um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den gegebenen Umständen angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit dieser Systeme abzugeben.
- beurteilen wir die Angemessenheit der von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsmethoden sowie die Vertretbarkeit der von den gesetzlichen Vertretern dargestellten geschätzten Werte und damit zusammenhängenden Angaben.
- ziehen wir Schlussfolgerungen über die Angemessenheit des von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit sowie, auf der Grundlage der erlangten Prüfungsnachweise, ob eine wesentliche Unsicherheit im Zusammenhang mit Ereignissen oder Gegebenheiten besteht, die bedeutsame Zweifel an der Fähigkeit des Konzerns zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit aufwerfen können. Falls wir zu dem Schluss kommen, dass eine wesentliche Unsicherheit besteht, sind wir verpflichtet, im Bestätigungsvermerk auf die dazugehörigen Angaben im Konzernabschluss und im Konzernlagebericht aufmerksam zu machen oder, falls diese Angaben unangemessen sind, unser jeweiliges Prüfungsurteil zu modifizieren. Wir ziehen unsere Schlussfolgerungen auf der Grundlage der bis zum Datum unseres Bestätigungsvermerks erlangten Prüfungsnachweise. Zukünftige Ereignisse oder Gegebenheiten können jedoch dazu führen, dass der Konzern seine Unternehmenstätigkeit nicht mehr fortführen kann.
- beurteilen wir Darstellung, Aufbau und Inhalt des Konzernabschlusses insgesamt einschließlich der Angaben sowie ob der Konzernabschluss die zugrunde liegenden Geschäftsvorfälle und Ereignisse so darstellt, dass der Konzernabschluss unter Beachtung der deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt.
- holen wir ausreichende geeignete Prüfungsnachweise für die Rechnungslegungsinformationen der Unternehmen oder Geschäftstätigkeiten innerhalb des Konzerns ein, um Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum Konzernlagebericht abzugeben. Wir sind verantwortlich für die Anleitung, Beaufsichtigung und Durchführung der Konzernabschlussprüfung. Wir tragen die alleinige Verantwortung für unsere Prüfungsurteile.
- beurteilen wir den Einklang des Konzernlageberichts mit dem Konzernabschluss, seine Gesetzesentsprechung und das von ihm vermittelte Bild von der Lage des Konzerns.

- führen wir Prüfungshandlungen zu den von den gesetzlichen Vertretern dargestellten zukunftsorientierten Angaben im Konzernlagebericht durch. Auf Basis ausreichender geeigneter Prüfungsnachweise vollziehen wir dabei insbesondere die den zukunftsorientierten Angaben von den gesetzlichen Vertretern zugrunde gelegten bedeutsamen Annahmen nach und beurteilen die sachgerechte Ableitung der zukunftsorientierten Angaben aus diesen Annahmen. Ein eigenständiges Prüfungsurteil zu den zukunftsorientierten Angaben sowie zu den zugrunde liegenden Annahmen geben wir nicht ab. Es besteht ein erhebliches unvermeidbares Risiko, dass künftige Ereignisse wesentlich von den zukunftsorientierten Angaben abweichen.

Wir erörtern mit den für die Überwachung Verantwortlichen unter anderem den geplanten Umfang und die Zeitplanung der Prüfung sowie bedeutsame Prüfungsfeststellungen, einschließlich etwaiger bedeutsamer Mängel im internen Kontrollsystem, die wir während unserer Prüfung feststellen.

Berlin, den 28. Februar 2023

PricewaterhouseCoopers GmbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft



Dr. Thomas Schmid
Wirtschaftsprüfer



Dirk Fischer
Wirtschaftsprüfer



Impressum

Herausgeber

TEAG Thüringer Energie AG
Öffentlichkeitsarbeit und Kommunikation
Schwerborner Straße 30
99087 Erfurt

Telefon 0361 652-2236
Fax 0361 652-3479
info@teag.de
www.teag.de

Text und Konzeption

Martin Schreiber, Pressesprecher
Christian May, Referent Unternehmensberichte

Gestaltung und Realisation

Artus.Atelier GmbH & Co. KG, Erfurt

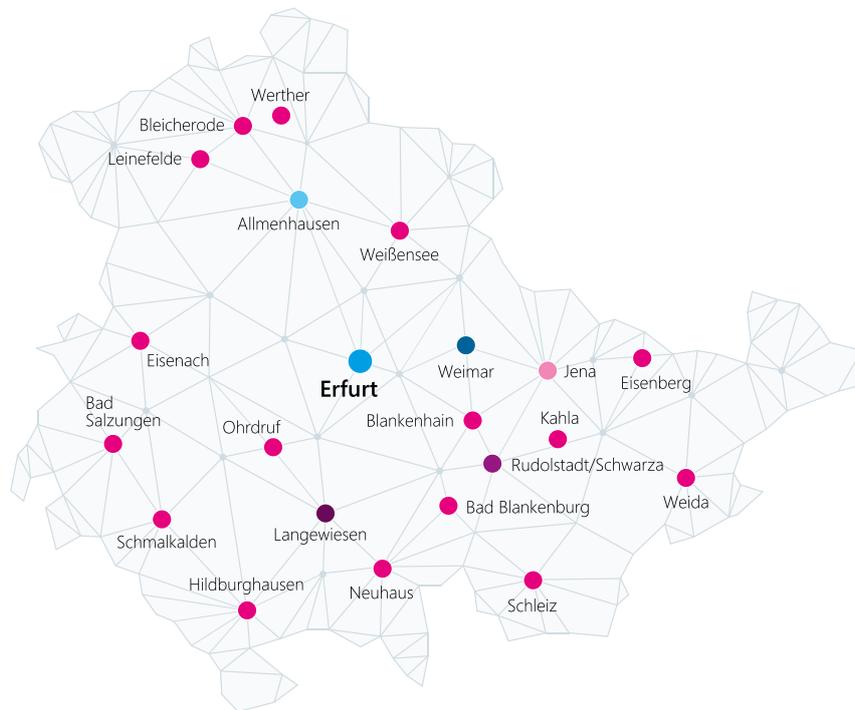
Fotos

Guido Werner, Weimar
Carlo Bansini, Erfurt

Der für die TEAG Thüringer Energie AG
aktuell gültige Verhaltenskodex ist unter
www.teag.de einseh- und abrufbar.

Standorte

Mit unserer 100-prozentigen Netztochter TEN Thüringer Energienetze GmbH & CO. KG sind wir flächendeckend in Thüringen präsent.



- Hauptverwaltung
- Standorte der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
- Thüringer Netkom GmbH
- TWS Thüringer Wärme Service GmbH
- TES Thüringer Energie Service GmbH
- TMZ Thüringer Mess- und Zählerwesen Service GmbH
- TEP Thüringer Speichergesellschaft mbH

Ihre regionalen Ansprechpartner der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG

Regionaler Netzbetrieb Nord

Leiter Lars Wiegleb
Schillerstr. 1 · 99752 Bleicherode
Telefon 036338 68-6100
E-Mail Lars.Wiegleb@thueringer-energienetze.com

Regionaler Netzbetrieb Mitte-West

Leiter Andre Kindt
Hohenkirchner Str. 18 · 99885 Ohrdruf
Telefon 03624 363-3570
E-Mail Andre.Kindt@thueringer-energienetze.com

Regionaler Netzbetrieb Süd

Leiter Tobias Knappe
Coburger Str. 24 · 98646 Hildburghausen
Telefon 03685 777-5400
E-Mail Tobias.Knappe@thueringer-energienetze.com

Regionaler Netzbetrieb Ost

Leiter Jens Mischke
In den Nonnenfeldern 1 · 07570 Weida
Telefon 036603 53-4800
E-Mail Jens.Mischke@thueringer-energienetze.com



Energiekrise – Energiechance

Der Titel „Energiekrise – Energiechance“ für diesen Geschäftsbericht ist von uns bewusst nicht als monothematischer Cluster von Krisenszenarien interpretiert worden. Vielmehr lag der Fokus bei der Zusammenstellung unserer Energie-Reportagen auf den Mitarbeitern der TEAG-Gruppe – deswegen sind viel mehr Gruppenbilder als sonst entstanden. Eine gute Entscheidung – wie wir finden ...



Unser Titelbild des TEAG-Geschäftsberichts 2022 ist von DALL-E 2.0, einer künstlichen Intelligenz, generiert worden. Grundlage war die Textzeile „A substation with wires and pipes in an industrial area, digital art“. Das Programm nutzt künstliche neuronale Netzwerke, um Wörter als Input in Anordnungen von Pixeln als Output zu transferieren. Mithilfe von Textanordnungen können von dem Programm fotorealistische Bilder erstellt werden. Um Bilder erzeugen zu können, wurde das Modell mit Millionen im Internet verfügbaren Bildern trainiert.

TEAG Thüringer Energie AG
Schwerborner Straße 30 | 99087 Erfurt

Telefon 0361 652-2236 | Fax 0361 652-3479
info@teag.de | www.teag.de

