

Geschäftsbericht **2023**
Transformation

Auf einen Blick

Kennzahlen des Thüringer-Energie-Konzerns

Auszug aus der Gewinn- und Verlustrechnung (in T€)	2023	2022	2021
Umsatzerlöse netto	3.199.405	2.293.213	1.858.659
davon Strom	2.236.379	1.703.342	1.477.422
davon Erdgas	744.941	448.128	248.209
davon Wärme und Dampf	129.069	62.030	49.366
davon Telekommunikation	48.115	44.217	40.284
EBITDA	251.330	232.144	220.467
Jahresüberschuss	81.355	68.183	68.494

Auszug aus der Bilanz (in T€)	2023	2022	2021
Investitionen	273.986	202.174	187.828
Anlagevermögen	1.636.851	1.473.506	1.364.137
Eigenkapital	673.293	454.723	449.324
Bilanzsumme	2.449.563	2.077.996	1.700.927

Energie und Wärme	2023	2022	2021
Eigenerzeugung Strom (in GWh)	423	441	670
Eigenerzeugung Wärme (in GWh)	946	962	1.106
Installierte Leistung elektrisch (in MW)	238	240	240

Netze, Energie und Telekommunikation	2023	2022	2021
Stromnetz Länge (in km)	33.504	33.438	33.326
Transportierte Arbeit Strom (in GWh)	9.841	10.011	10.329
EEG-Einspeisung (in GWh)	4.845	4.661	4.477
Gasnetz Länge (in km)	6.164	6.152	6.108
Transportierte Arbeit Gas (in GWh)	7.504	8.171	9.405
Glasfasernetz Faser-Kilometer (in km)	469.376	396.312	344.561
Wärmenetz Abnahmepunkte	536	539	350
Kommunale Straßenbeleuchtung (vertraglich betreute Leuchtpunkte)	8.280	9.822	7.293

Elektromobilität	2023	2022	2021
E-Autos in Thüringen (Kraftfahrt-Bundesamt, Stand zum Jahresende)	33.148	26.869	17.173
Öffentliche Ladepunkte der TEAG	436	296	240
Anzahl der Ladevorgänge	107.180	68.841	36.339
Lademenge (MWh)	3.085	1.906	768

Vertrieb und Telekommunikation	2023	2022	2021
Stromabsatz Kunden (in GWh)	7.832	8.029	7.752
EEG-Absatz (in GWh)	541	601	771
Erdgasabsatz Kunden (in GWh)	6.633	6.954	6.612
Kundenzahl Breitband / DSL	87.528	82.906	73.171

Mitarbeiter	2023	2022	2021
Mitarbeiter (ohne Vorstand / GF, Azubis, Praktikanten etc.)	1.995	1.906	1.888
Auszubildende (TEAG-eigene)	143	100	102

Geschäftsbericht **2023**

der TEAG Thüringer Energie AG

Transformation

Energiekrise – Energiechance

Thema Geschäftsbericht 2022

Kunden und Märkte

Thema Geschäftsbericht 2021

Daseinsvorsorge

Thema Geschäftsbericht 2020

Klimapolitik – Politiklima

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
TRANSFORMATION	13
Chronologie 2023	53
Konzernlagebericht 2023	59
Konzernabschluss	115
Konzernbilanz zum 31. Dezember 2023	116
Konzerngewinn- und Verlustrechnung für die Zeit vom 1. Januar bis 31. Dezember 2023	117
Konzernanhang 2023	118
Kapitalflussrechnung	148
Eigenkapitalpiegel	150
Bestätigungsvermerk des Abschlussprüfers	152

Vorwort

Sehr geehrte Damen und Herren,

der Begriff Transformation ist aktuell wohl eines der am meisten diskutierten Worte. Auch wir haben überlegt, ob Transformation das Motto des TEAG-Geschäftsberichtes 2023 sein kann. Und fanden: Ja! Denn trotz aller unterschiedlicher Meinungen ist Transformation die treffende Bezeichnung für die gerade stattfindenden Veränderungen und Umwälzungen – insbesondere in der Energiewirtschaft. Transformation heißt dabei nichts anderes als Umformung, Umwandlung. Und einen Wandel, eine Umformung erleben wir gerade sozial, gesellschaftlich, wirtschaftlich und politisch. Es ist eine reale Transformation, angetrieben durch die Energiewende, verstärkt durch weltpolitische Entwicklungen wie etwa den Krieg in der Ukraine und die Energiekrise. Auch die Corona-Pandemie hat die Transformation beschleunigt.

Aber wie zeigten sich diese Transformationsprozesse im Geschäftsjahr 2023 bei der TEAG? Zuerst sollte man jedoch sagen, dass das kommunale Unternehmen TEAG im Jahr 2023 erneut einen starken Nachweis seiner Leistungsfähigkeit und gelungener strategischer Positionierung erbracht hat. In allen wichtigen Kennzahlen ist die TEAG im Plan oder liegt darüber. Aus den Marktverwerfungen Energiekrise und der Corona-Zeit sind wir zweifellos gestärkt hervorgegangen. Unser „kommunales Geschäftsmodell“ ist nachweislich solide und krisenfest.

Zurück zu eingangs erwähnter Transformation. Wer genau hinschaut, der sieht in der gesamten TEAG-Gruppe ein Potenzial an Veränderungen, das weit über ein übliches Maß an Unternehmensentwicklung hinausgeht. So hat die TEAG gerade das größte Investitionsprogramm in die Energienetze der Unternehmensgeschichte aufgelegt. Die Investitionen in das Stromnetz werden sich bis 2028 verdoppeln. Generell wird es Investitionen im Umfang von über einer Milliarde Euro für den Um- und Ausbau der Energieinfrastruktur geben, verbunden mit einer signifikanten Personalaufstockung. Ziel ist es, die Geschäfte

der TEAG bis 2035 weitestgehend CO₂-neutral zu gestalten. Dieses Engagement liegt weit über den Planungen zur Unternehmensentwicklung, die mittel- und langfristig angedacht waren.

Aber das Ziel der Klimaneutralität und Dekarbonisierung der Energieversorgung lässt sich mit den bisherigen Instrumenten und Mitteleinsatz nicht erreichen. Auch die kommunalen Anteilseigner unterstützen deshalb ausdrücklich und aktiv den Kurs der TEAG im Transformationsprozess. Unter anderem wurde von den Anteilseignern eine kräftige Erhöhung des Eigenkapitals zur Unterstützung des Investitionsprogramms vorgenommen.

Die Transformation bringt uns auf neue Wege bei der Zusammenarbeit mit unseren Kunden, bei der Digitalisierung der Energienetze, beim Ausbau der Ladeinfrastruktur für E-Mobilität, beim Personalmanagement – kurz: bei der eigenen Unternehmensstrategie. Was konkret dazu bereits in der TEAG-Gruppe passiert, dazu empfehlen wir die anschaulichen Energiereportagen hier gleich auf den nächsten Seiten.

Bei allen Planungen und Visionen zu Transformation und Nachhaltigkeit: Ohne die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der TEAG-Gruppe könnten wir ein so großes Engagement nicht leisten, wären die Ziele nicht erreichbar. Deswegen möchten wir uns an dieser Stelle ausdrücklich bei der gesamten Belegschaft für die hervorragende Arbeit und das große Engagement während des vergangenen Geschäftsjahres 2023 bedanken.

Sie sind sinnbildlich das Fundament des Unternehmenserfolges der TEAG. Und wir sind uns sicher, dass wir auch in den kommenden Jahren wieder auf ihre Unterstützung zuverlässig bauen können – wie schon in den Jahren zuvor.

Der Vorstand

Stefan Reindl Dr. Andreas Roß Dr. Christian Thewißen



Der TEAG-Vorstand: *Dr. Christian Thewissen, Stefan Reindl, Dr. Andreas Roß (v. li.)*

Bericht des Aufsichtsrats 2023



Der TEAG-Aufsichtsrat zu seiner Sitzung im November 2023

(vorn, v. li.: Anja Heilmann, Jonas Lamprecht, Inka Jonke, Michael Brychcy, Stefanie Preikschat, Christian-Dieter Keith

Mitte, v. li.: Nico Dame, Frank Schmidt, Sven Gregor, Dr. Andreas Cerbe, Michael G. Feist

hinten, v. li.: Margit Ertmer, Katja Wolf, Dr. Johannes Bruns, Dr. Carsten Rieder)

Aus dienstlichen Gründen waren verhindert: Olaf Czernomoriez, Franka Hitzing, Thomas Ziermann.

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 2023 fanden drei ordentliche Sitzungen und drei außerordentliche Sitzungen des Aufsichtsrats statt. Darüber hinaus wurde ein Beschluss 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 zwei außerordentlichen Sitzungen zusammen.

Der Bilanz- und Finanzausschuss hielt im Geschäftsjahr 2023 zwei ordentliche und zwei außerordentliche Sitzungen ab. Die außerordentlichen Sitzungen am 22. Februar 2023 und am 27. Juni 2023 dienten zur Beratung der Finanzierung der langfristigen Investitionsstrategie und zur vorsorglichen Ausweitung der Betriebsmittelkreditlinie aufgrund der Energie- und Ukrainekrise.

Gegenstand der ordentlichen Sitzung am 22. März 2023 war insbesondere die gemeinsame Erörterung des Jahresabschlusses 2022 mit dem Vorstand und dem Abschlussprüfer sowie die aktuelle Marktsituation.

In der ordentlichen Sitzung am 14. November 2023 standen die Beratung des Wirtschaftsplans für das Geschäftsjahr 2024 und die Mittelfristplanung für den Zeitraum 2025 bis 2026 im Mittelpunkt. Des Weiteren wurden die Beschluss Themen für die Sitzung des Aufsichtsrats am 30. November 2023 vorbereitet.

Die jeweiligen Vorsitzenden des Aufsichtsratspräsidiums und des Bilanz- und Finanzausschusses berichteten jeweils im Aufsichtsratsplenum 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-/Energiekrise,**
- **Veränderungen politischer und energierechtlicher Rahmenbedingungen, insbesondere aufgrund der Energiekrise und der aktuellen Klimapolitik,**
- **Entwicklungen im Vertrieb und im Service; insbesondere die Strom- und Gaspreise an den Absatz- und Beschaffungsmärkten, die Beschaffungsstrategie, die Entwicklung der Lieferbeziehungen, die Kundenzufriedenheit,**
- **Aktuelle Regulierungsthemen,**
- **Investitions- und Baumaßnahmen im Strom-, Gas-, Glasfaser-, Funk-, Wasser- und Ladenetz,**
- **Stand der Investitionen im HKW Jena (u. a. mehrere Gasmotoren und ein Wärmespeicher),**
- **Entwicklungen im Bereich des Messwesens,**
- **Entwicklungen im Bereich der Elektromobilität,**
- **Aktuelle Personal-, Recruiting- und Tarifentwicklungen,**
- **IT- und Digitalisierungsstrategie,**
- **Aktuelle M&A-Projekte und Entwicklung der Beteiligungsgesellschaften.**

In der außerordentlichen Aufsichtsratssitzung am 22. Februar 2023 hat der Aufsichtsrat Herrn Dr. Christian Thewißen für die Dauer von drei Jahren als Mitglied des Vorstands bestellt. Der Dienstantritt erfolgte zum 1. Oktober 2023.

In der Aufsichtsratssitzung am 30. März 2023 widmete sich der Aufsichtsrat im Beisein des Abschlussprüfers eingehend der Prüfung des Jahresabschlusses und des Konzernabschlusses für das Geschäftsjahr 2022. 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 29. Juni 2023 und er stimmte dem Bericht des Aufsichtsrats an die Aktionäre über das Geschäftsjahr 2022 zu. Zudem beschloss der Aufsichtsrat über die Zielerreichung des Vorstands.

Die außerordentliche Sitzung am 2. Juni 2023 diente zur Beratung über die Finanzierung der langfristigen Investitionsstrategie.

In der ordentlichen Sitzung am 29. Juni 2023 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. Zudem beschloss der Aufsichtsrat aufgrund der Energie- und Ukraine Krise über eine Ausweitung der Betriebskreditmittellinie.

In der außerordentlichen Sitzung am 15. September 2023 widmete sich der Aufsichtsrat dem Status sowie der TEAG-Strategie sowohl im Rahmen der konventionellen als im Rahmen der erneuerbaren Stromerzeugung.

Die Sitzung am 30. November 2023 hatte die ausführliche Erörterung der Jahresplanung 2024 und der Mittelfristplanung bis 2026 zum Gegenstand. Nach eingehender Beratung stimmte der Aufsichtsrat der Empfehlung des Bilanz- und Finanzausschusses, der sich in seiner Sitzung am 14. November 2023 intensiv mit der Jahresplanung und dem Budget des TEAG-Konzerns befasst hatte, zu. Zudem wurde über die Strategie und Finanzierung eines im PV-Bereich tätigen Tochterunternehmens, die Einzahlung in die Kapitalrücklage einer Beteiligung, die Gewährung einer Bürgschaft für Handelsgeschäfte sowie über die langfristige Finanzierung der geplanten Investitions-

strategie und eine vorsorgliche Ausweitung der Betriebsmittelkreditlinie beschlossen.

Im schriftlichen Umlaufverfahren vom 7. Dezember 2023 beschloss der Aufsichtsrat über die Ausweitung der Geschäftsanteile an einem beteiligten Versorgungsunternehmen.

Prüfung des Jahres- und des Konzernabschlusses 2023

Entsprechend dem Beschluss der Hauptversammlung am 29. Juni 2023 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 2023 zu prüfen.

Der Abschlussprüfer hat den Jahresabschluss und den Lagebericht der TEAG sowie den Konzernabschluss und den Konzernlagebericht für das Geschäftsjahr 2023 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 12. April 2024 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 2023 zu billigen.

Anschließend kam der Aufsichtsrat am 25. April 2024 zusammen, um seinerseits den Einzel- und den Konzernabschluss der TEAG für das Geschäftsjahr 2023 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 2023. Der Jahresabschluss der TEAG für das Geschäftsjahr 2023 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 2023 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 Schlussklärung des Vorstands zum Abhängigkeitsbericht hat der Bilanz- und Finanzausschuss keine Einwände erhoben.

Personelle Veränderungen im Aufsichtsrat und in den Ausschüssen

Am 29. Juni 2023 wählte die Hauptversammlung turnusmäßig die nach der Satzung vorgesehenen zwölf Anteilseignervertreter in den Aufsichtsrat der TEAG. Erneut gewählt wurden Herr Michael Brychcy, Herr Dr. Johannes Bruns, Herr Dr. Andreas Cerbe, Herr Olaf Czernomoriez, Herr Michael G. Feist, Herr Sven Gregor, Frau Franka Hitzing, Frau Stefanie Preikschat, Herr Frank Schmidt und Frau Katja Wolf. Darüber hinaus wurden Frau Margit Ertmer und Herr Dr. Carsten Rieder neu in den Aufsichtsrat

gewählt. Sie folgen Herrn Ralf Rusch und Frau Sylvia Hartung nach.

Im Anschluss an die Hauptversammlung am 29. Juni 2023 wurden Herr Michael Brychcy vom Aufsichtsrat als Vorsitzender des Aufsichtsrats sowie Herr Thomas Ziermann als erster stellvertretender Vorsitzender und Herr Olaf Czernomoriez als zweiter stellvertretender Vorsitzender des Aufsichtsrats gewählt.

Den Vorsitz im Präsidium des Aufsichtsrats übernahm Herr Michael Brychcy. Zudem wurden Herr Olaf Czernomoriez, Herr Sven Gregor und Herr Thomas Ziermann zu Mitgliedern des Präsidiums gewählt.

Im Bilanz- und Finanzausschuss übernahm Herr Olaf Czernomoriez den Vorsitz. Als weitere Mitglieder des Bilanz- und Finanzausschusses wurden Frau Stefanie Preikschat und Herr Thomas Ziermann gewählt.

Frau Ariane Vollrath legte ihr Mandat als Arbeitnehmervertreter im Aufsichtsrat der TEAG zum Ablauf des 30. Juni 2023 nieder. Ihre Nachfolge übernahm Herr Christian-Dieter Keith, der mit Beschluss des Registergerichts Jena mit Wirkung zum 1. Juli 2023 gerichtlich zum Aufsichtsratsmitglied bestellt wurde.

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 2024

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

Thomas Ziermann

Gesamtbetriebsratsvorsitzender und Mitglied des Betriebsrats Ost der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG, Erfurt, und Erster Netzmonteur, Schleiz, bis zum 29. Februar 2024 sowie ab 1. März 2024 Netzkoordinator im Netzbetrieb Ost

Erster stellvertretender Vorsitzender seit 29. Juni 2023

Ariane Vollrath

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

Erste stellvertretende Vorsitzende bis 29. Juni 2023 und Mitglied bis 30. Juni 2023

Olaf Czernomoriez

Gründungs- und Transaktionsberater

Zweiter stellvertretender Vorsitzender

Dr. Johannes Bruns

Oberbürgermeister der Stadt Mühlhausen

Mitglied

Dr. Andreas Cerbe

Geschäftsführer der Stromnetz Hamburg GmbH, Hamburg

Mitglied

Nico Dame

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

Mitglied

Margit Ertmer

Bürgermeisterin der Gemeinde Sonnenstein

Mitglied seit 29. Juni 2023

Sylvia Hartung

Bürgermeisterin der Einheitsgemeinde Gerstungen a.D.

Mitglied bis 29. Juni 2023

Michael G. Feist

Pensionär, Schwangau, ehemaliger Vorstandsvorsitzender der enercity AG, Hannover

Mitglied

Sven Gregor

Bürgermeister der Stadt Eisfeld und Aufsichtsratsvorsitzender 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 Ortschaftsbürgermeisterin der Gemeinde Friedrichsthal (Thüringen) und erste Beigeordnete der Landgemeinde Stadt Bleicherode

Mitglied

Inka Jonke

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

Mitglied

Christian-Dieter Keith

Vorsitzender des Konzernbetriebsrats der TEAG Thüringer Energie AG

Mitglied seit 1. Juli 2023

Jonas Lamprecht

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

Mitglied

Stefanie Preikschat

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

Mitglied

Dr. Carsten Rieder

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

Mitglied seit 29. Juni 2023

Ralf Rusch

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

Mitglied bis 29. Juni 2023

Frank Schmidt

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

Mitglied

Katja Wolf

Oberbürgermeisterin der Stadt Eisenach, Eisenach

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), Kaufmännische Themen Elektro-Mobilität (TMO) und PV-Privatkunden (eness)

Dr. Andreas Roß*Arbeitsdirektor*

Vorstandsbereiche Personalwesen, Aus-/Fortbildung, Immobilien, Arbeitssicherheit und Umweltschutz, Unternehmensbeteiligungen und kommunale Angelegenheiten, Netzvermögen, Netzbetrieb und Netzservice (TEN), Erzeugung, Kraftwerkstechnik und -betrieb (inkl. TSO), Wärmeservice und Contracting (TWS)

Dr. Christian Thewißer*Mitglied ab 1. Oktober 2023*

Vorstandsbereiche Energievertrieb Privat- und Geschäftskunden, Energiebeschaffung und Vertriebscontrolling, Kundenservice, Verbrauchsabrechnung, Call-Center (TES), Mess- und Zählerwesen (TMZ), Gasspeicher-Gesellschaft (TEP), Vertriebsthemen Elektro-Mobilität (TMO) und PV-Privatkunden (eness)



TRANS- FORMATION

Der Begriff Transformation hat Diskussionspotenzial. Manche würden ihn als Unwort des Jahres wählen – andere sehen darin die Beschreibung eines komplexen Prozesses, welcher den Weg zur Bewältigung des Klimawandels beschreibt. Transformation ist dabei weit gefasst – nicht nur in der strengen Definition eines physikalischen Vorganges der Elektrotechnik – sondern bezieht sich auf Vorgänge in Politik, Gesellschaft und Wirtschaft. Die TEAG in ihrer Verantwortung als Energieversorger kann sich dieser Diskussion dabei nicht entziehen, wir wollen es auch gar nicht. Denn gerade die Energiewende, die wir als Unternehmen hoch engagiert vorantreiben, ist sachlich betrachtet

eine Transformation, eine Umwandlung. Und diese Transformation ist real, wir arbeiten jeden Tag daran. Gerade im Geschäftsjahr 2023 zeigte sich deutlich, wie diese Transformation in der kommunalen TEAG-Gruppe stattfindet.

Die Energiereportagen dieses Geschäftsberichtes beschäftigen sich deshalb mit den konkreten Aspekten der Umwandlung. Wir zeigen beispielsweise, wie die TEAG es schaffen will, bis 2035 in ihren wesentlichen Geschäftsfeldern CO₂- und klimaneutral zu werden. Oder wie grundlegend sich Planung und Bau neuer Umspannwerke im Zuge der Energiewende verändern.

Nachhaltigkeit @TEAG.de

Hier entsteht eine Wohlfühloase für Bienen und Insekten ...
„Brummspannwerk“

... durch Anlage und Pflege mehrjähriger
Blühstreifen und Blühflächen mit
einheimischen & regionalen Arten.



Thüringer
Energienetze



Der TEN-Hochspannungsschaltknoten Sömmerda ist naturnah. Die Wiesenflächen innerhalb des Zauns werden jährlich nur einmal gemäht. Für viele Insekten ist die Wiese so natürlicher Lebensraum.

Bei der Umsetzung der Energiewende stehen die Energieversorger besonders in der Pflicht. Auch die TEAG will und muss ihrer Verantwortung bei der Transformation der Energiewirtschaft hin zu Nachhaltigkeit und klimaneutralen Wirtschaftens gerecht werden. Die Ziele sind dabei klar formuliert: Bis 2035 will die TEAG in allen wesentlichen Aktivitäten nachhaltig und klimaneutral arbeiten im Sinne der ESG-Kriterien. ESG meint hierbei Environment, Social und Governance – also Umweltkriterien (E), soziale Kriterien bezogen auf die Belegschaft und die Dienstleister (S) sowie Kriterien der Unternehmensführung (G). Diese ESG-Vorgaben wurden 2023 von der EU bindend für alle Mitgliedsstaaten fixiert. Ab dem kommenden Jahr werden die Nachhaltigkeitsaktivitäten der TEAG als Teil des Lageberichtes und der vorgeschriebenen Berichtspflichten dokumentiert – wie etwa der testierte Jahresabschluss der Wirtschaftsprüfer.

→ WISSENSWERT

Der globale Nachhaltigkeitsbegriff der UN umfasst 17 Kategorien. Er nennt dabei grundlegende Voraussetzungen wie „Keinen Hunger“ und „Keine Armut“ – die für die TEAG als Energieversorger in Thüringen keine Umsetzungsaufgabe darstellen.

Bei den Kategorien „Bezahlbare und saubere Energie“ oder „Nachhaltiger Konsum / Nachhaltige Produktion“ handelt es sich wiederum um ganz konkrete Kategorien für die Nachhaltigkeitsziele der TEAG. Die Treibhausgasemissionen bzw. der CO₂-Fußabdruck der TEAG stellen hierbei eine der wichtigsten Nachhaltigkeitskennzahlen dar. Derzeit verantwortet die TEAG mit ihrem Geschäftsbetrieb circa 15 Prozent der CO₂-Emissionen ganz Thüringens.



Dr. Matthias Sturm ist bei der TEAG für die Unternehmensentwicklung verantwortlich – und arbeitet da an erster Stelle für Nachhaltigkeit und Umweltschutz.

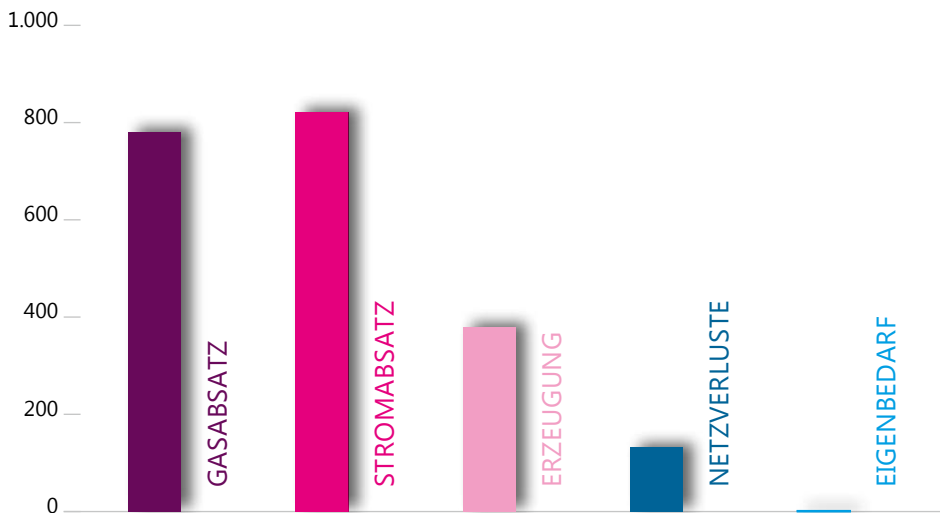
„Die Nachhaltigkeitsziele der TEAG und die Strategien zu deren Erreichung sind bei uns bereits fest umrissen und formuliert“, erklärt Dr. Matthias Sturm, Geschäftsbereichsleiter der Unternehmensentwicklung der TEAG. Er hat maßgeblich die Leitlinien zum neuen Nachhaltigkeitsprojekt der TEAG erarbeitet. Auch einen Vorstandsbeschluss gibt es zu diesem Schwerpunktthema. Das mag formal klingen, aber damit ist die Erreichung der Nachhaltigkeitsziele auch als TEAG-Unternehmensziel verpflichtend.

Die in die Nachhaltigkeitsberichterstattung aufzunehmenden Schwerpunkte und Inhalte sind in den 2023 in Kraft getretenen ESG-Berichterstattungsstandards der Europäischen Union vorgegeben. Ein Schwerpunkt hierbei ist auch die EU-Taxonomieverordnung. Für die TEAG ist der Weg zur Reduzierung der Treibhausgase auf rechnerisch null dabei für alle Unternehmenssparten zu definieren. „Kernpunkt ist die konkrete Benennung von Schritten und Maßnahmen für Erzeugung, Stromvertrieb, Gasvertrieb und für sonstige

Emissionen wie etwa Netzverluste, Eigenverbrauch oder Fuhrpark. Man muss dabei wissen, dass die TEAG mit all ihren Geschäftsaktivitäten für circa 15 Prozent des CO₂-Ausstoßes des Freistaates Thüringen verantwortlich ist. Da müssen wir ran“, erläutert Matthias Sturm die Aufgabe.

Mit einem Anteil von knapp 40 Prozent am CO₂-Ausstoß ist der Stromabsatz der größte Posten. Eine mittelfristig konsequente Umorientierung auf Ökostrom hat da das größte Potenzial für eine Klimaneutralität der TEAG. An zweiter Stelle steht der Gasabsatz mit einem CO₂-Emissionsanteil von 37 Prozent. Die Erzeugung wiederum emittiert einen CO₂-Anteil im Umfang von circa 18 Prozent – Schwerpunkt ist da das TEAG-Heizkraftwerk Jena. „Die Planungen für das HKW Jena sehen bis 2036 die Möglichkeit der weitestgehenden CO₂-Freiheit. Dazu braucht es unter anderem eine konsequente Weiterverfolgung der Wasserstoffstrategie und die Anbindung an das deutschlandweite H₂-Backbone-Netz.“

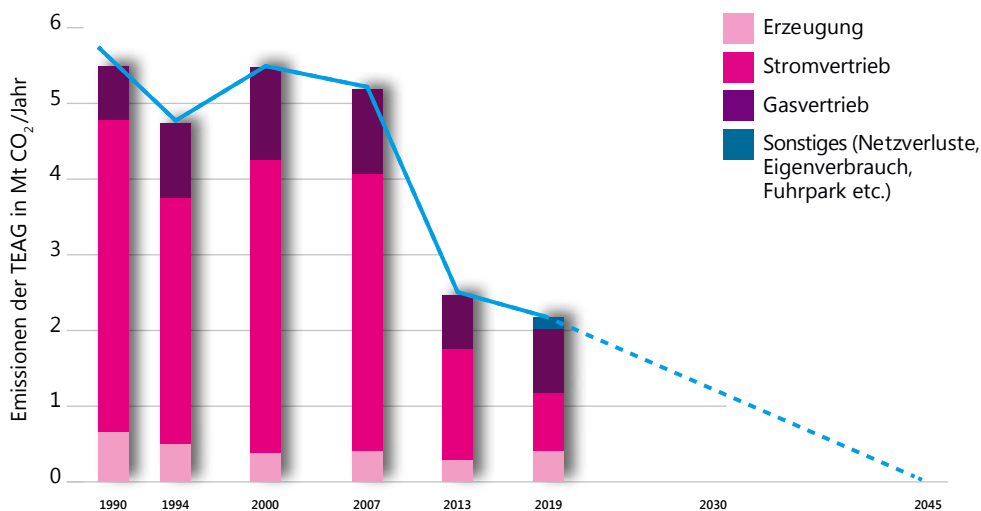
Treibhausgas-Emission TEAG (in Kilotonnen CO₂/Jahr)



Verpflichtend ist also ab nächstem Jahr eine Dokumentation und Berichterstattung über das Engagement der TEAG-Gruppe zur Erreichung der ESG-Vorgaben. Die Struktur für die Erfüllung der Berichtspflichten zum Erreichungsgrad der Nachhaltigkeitsziele steht bereits. „Mit dem Implementieren der Reportingprozesse haben wir schon im laufenden Jahr 2024 begonnen. Damit stellen wir sicher, dass ab 2025 alles läuft wie gefordert. Die zu berichtenden Daten werden zu einem konsistenten Nachhaltigkeitsbericht der TEAG-Gruppe zusammengeführt. Der Nachhaltigkeitsbericht als Teil des Konzernlageberichts erfüllt dann alle gesetzlichen Anforderungen der Berichterstattung und wird künftig Bestandteil des Jahresabschlusses der TEAG sein.“



Entwicklung Treibhausgas-Reduktionspfad

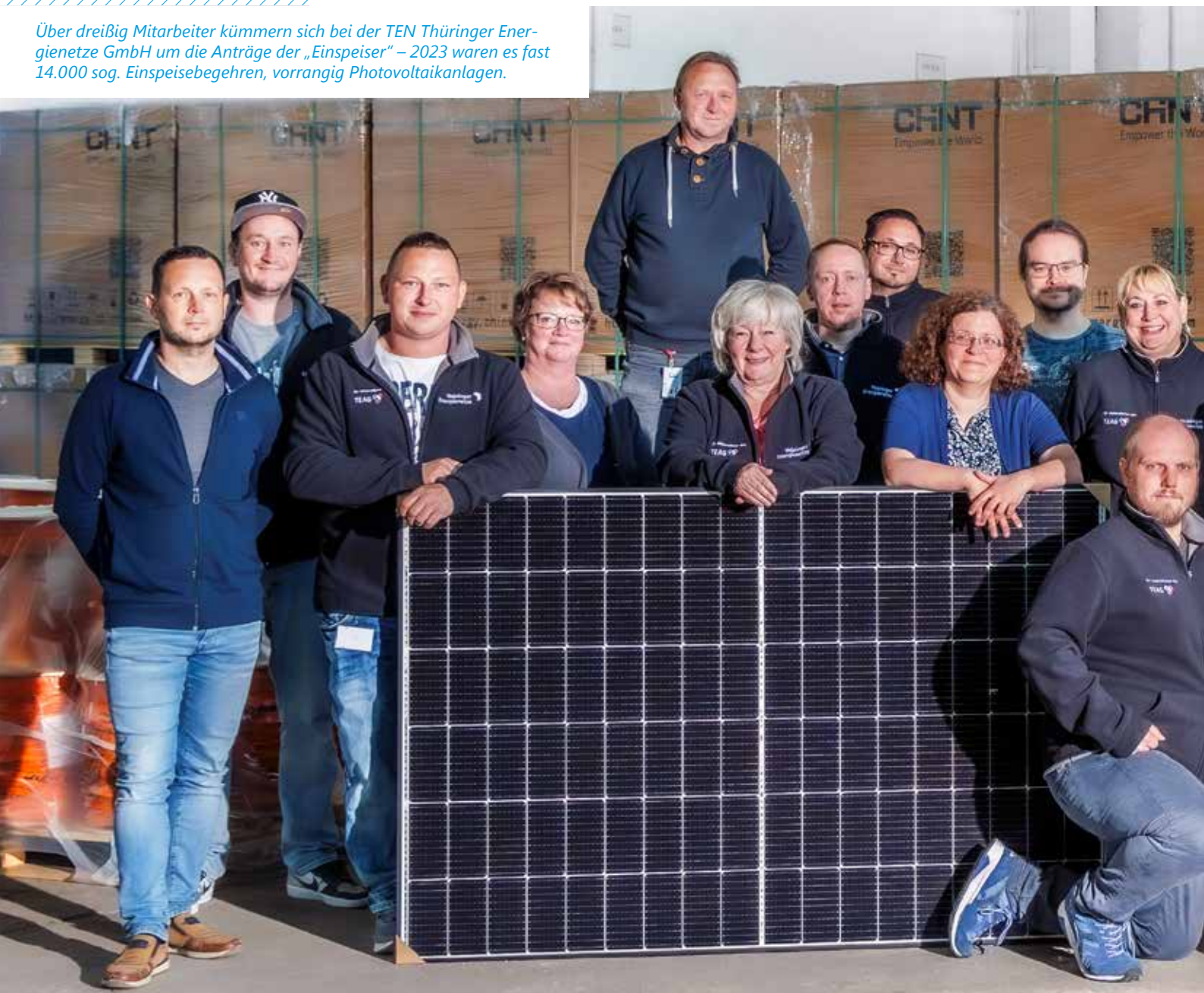


Historische Emissionen der TEAG anhand ausgewählter Berichtsjahre 1990 bis 2019 mit möglichem Zielpfad bis 2045

Thüringen auf dem Weg

Der Anteil der Stromerzeugung in Thüringen aus erneuerbaren Energien wächst kontinuierlich. 2022 kamen fast 64 Prozent der erzeugten Kilowattstunden aus erneuerbaren Energiequellen. Konkret wurden knapp sieben Gigawattstunden Ökostrom im Freistaat erzeugt, fast 14 Prozent mehr als im Vorjahr. Den größten Anteil hat unverändert die Windkraft mit drei GWh.

Über dreißig Mitarbeiter kümmern sich bei der TEN Thüringer Energienetze GmbH um die Anträge der „Einspeiser“ – 2023 waren es fast 14.000 sog. Einspeisebegehren, vorrangig Photovoltaikanlagen.



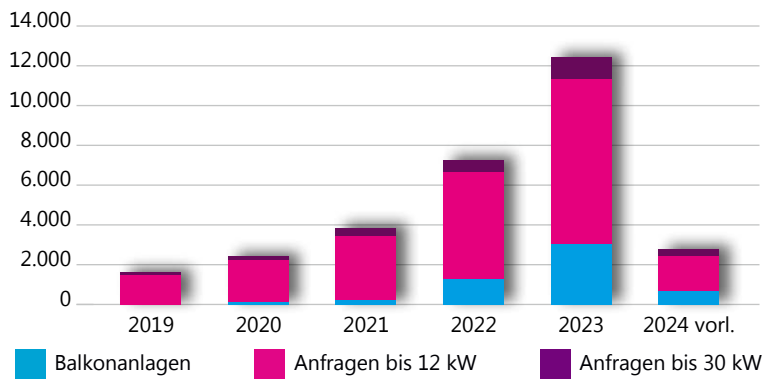
in die Energie- unabhängigkeit

Auf Rang zwei der klimafreundlichen Stromproduktion kommt die Photovoltaik mit 1,8 GWh. Sie baute ihren Anteil im Jahr 2022 mit einem Plus von über 20 Prozent am stärksten aus. Weitere Quellen sind Biomasse, Wasserkraft oder Deponiegas. Eines haben diese Erneuerbaren aber gemeinsam: In Thüringen speisen diese Erzeugungsanlagen fast alle in das Netz der TEN Thüringer Energienetze GmbH ein.



Anzahl Antragseingänge pro Jahr

(Stand 08.04.2024)



Wenn Christine Kuring Tabellen und Grafiken ihres Bereichs auf dem Schreibtisch hat, dann gibt es in den Kurven nur eine Richtung: nach oben! Sie ist mit ihrem Team bei der TEN Thüringer Energienetze GmbH für die Bearbeitung der sogenannten „Einspeiser“ zuständig; also für die Registrierung und Zusage der Netzanschlüsse von Einspeiseanlagen für Ökostrom. Windräder, Wasserkraftanlagen, Photovoltaikanlagen, Biomasse – alles muss bei den „Einspeisern“ über den Tisch. Und die Zahlen der Einspeiseanträge sind besonders in den vergangenen fünf Jahren regelrecht explodiert. „Wir haben seit 2019 eine jährliche Verdoppelung der Antragszahlen. Im Jahr 2023 lagen wir bei knapp 13.000 Anträgen. Es scheint, dass damit vorerst ein Plateau bei den Antragszahlen erreicht sein könnte“, so Bereichsleiterin Kuring.

Für das Team der Einspeiser, welches zeitweise auf über 50 Personen aufgestockt wurde, ist dieser rasante Anstieg ein Marathon gewesen – allerdings im Sprinttempo. Zeitweise stauten sich die Anträge derart, dass Bearbeitungszeiten bis zu sechs Monate entstanden. „Da gab es auch viele Beschwerden von Kunden, die ihre PV-Anlage fertig auf dem Dach hatten, und denen nur noch unser Netzanschluss fehlte“, so Christine Kuring, „dafür habe ich auch vollstes

Verständnis. Da will jemand etwas für die Energiewende tun, investiert nicht wenig Geld – und dann zieht sich der Netzanschluss ewig hin.“ Aber mittlerweile sind viele Schwierigkeiten behoben. Mit vielen abgestimmten Maßnahmen und Veränderungen ist die Antragsfrist auf wenige Minuten gesunken. Durch konsequente Digitalisierung der Antragsunterlagen und der Abläufe zur Bearbeitung können jetzt alle Kunden ihre Anlage online über ein neues, zeitgemäßes Portal bei der TEN anmelden und bekommen ebenfalls online in vielen Fällen eine Zusage für den Netzanschluss. „Bei Anlagen bis 30 kW sind wir inzwischen superschnell. Wir haben neue Mitarbeiter eingestellt, zeitweise wurden wir auch von Azubis unterstützt. Die ganz großen Anlagen im Megawatt-Bereich machen bei den Anträgen nur einen kleinen Bruchteil aus – diese werden einzeln auf Netzverträglichkeit geprüft. Immer öfter werden umfangreicher Netzausbau und -ertüchtigung notwendig, um die Anlagen anzuschließen.“

Grundsätzlich betrachtet ist die Antragsflut bei den „Einspeisern“ der TEN – auch wenn es enorm viel Arbeit bedeutet – ein sehr gutes Zeichen: Thüringen löst sich immer mehr von Stromimporten – und immer mehr Strom kommt von einheimischen erneuerbaren Energieträgern.

Christine Kuring leitet bei der TEN den Bereich zur Bearbeitung der Einspeiseanträge. Die Energiewende in Thüringen geht quasi bei ihr über den Tisch ...



→ WISSENSWERT

Im Jahr 2023 speisten insgesamt 31.356 Erzeugungsanlagen mit einer installierten Gesamtleistung von 3,791 GW Ökostrom in das Netz der TEN Thüringer Energienetze GmbH ein. (Vorjahr: 25.825 Anlagen mit install. Leistung v. 3,190 GW). 2018 wurden in Thüringen nur circa 1.700 Photovoltaikanlagen installiert. 2022 lag diese Zahl bereits bei knapp 8.000 PV-Anlagen. Schätzungen zufolge speisten Photovoltaikanlagen im Jahr 2023 eine Strommenge ein, die 19 Prozent des jährlichen Stromverbrauchs in Thüringen entspricht (bei 950 Volllaststunden pro Jahr, Quelle: ThEGA).



WAGO in Sondershausen ist nicht nur ein geschätzter Arbeitgeber in der Region, auch die dort hergestellten Klemmen und Leitungsverbinder sind qualitativ hochwertige Produkte, die auf dem Weltmarkt zu den Spitzenprodukten zählen.

Grüner Strom im Industriemaßstab

Das Unternehmen WAGO ist ein Hidden Champion, ein „heimlicher“ Weltmarktführer, und zwar im Bereich elektrischer Verbindungsklemmtechnik und Automatisierungstechnik. Im ostwestfälischen Minden steht das WAGO-Stammhaus – Produktionsstätten finden sich weltweit bis nach Japan. Auch im nordthüringischen Sondershausen gibt es eine hochmoderne WAGO-Fabrik. Dort sowie am Standort Minden hat der TEAG-Vertrieb die Strombelieferung übernommen – ab 2024 mit einem neuen, grünen Liefermodell: Es wurde ein PPA-Vertrag abgeschlossen. PPA steht für Power Purchase Agreement. WAGO bekommt also Strom aus nachweislich regenerativer Erzeugung direkt aus der Region. PPA-Vereinbarungen belegen die Erzeugung anlagenscharf. Man weiß also genau, aus welchen Windkraft- oder PV-Anlagen der Strom kommt.





„PPA-Verträge sind im TEAG-Vertrieb für die Industrie- und Individualkunden etwa seit einem Jahr möglich. Der Markt entwickelt immer mehr Nachfrage nach diesen speziellen Lieferverträgen“, erklärt Ingo Kamenz, Bereichsleiter Vertrieb für Industriekunden. „Denn PPA-Verträge sind inzwischen ein wichtiger Baustein für die Nachhaltigkeitsstrategien der Unternehmen im Bereich Wirtschaft und Industrie.“ Nachhaltigkeitsbestrebungen sind der Hauptgrund zum Abschluss von PPA-Verträgen, denn so kommt nachweislich erneuerbar erzeugter Strom in die Produktionsprozesse der Industrie, wie das Beispiel WAGO zeigt. In PPA-Verträgen ist dafür

anlagenscharf vereinbart, woher der Grünstrom für die Unternehmen kommt. Bei WAGO sind es unter anderem Photovoltaikanlagen der Firma Innosun, einem TEAG-Tochterunternehmen. Die Quellen des Grünstroms sind dabei flexibel, je nach den Möglichkeiten der jeweiligen Regionen. In Thüringen sind vor allem Photovoltaik- und Windkrafterzeugung relevant, in Bayern ist vielfach die Wasserkraftnutzung vorherrschend. Der Direktstromverkauf über Power-Purchase-Vereinbarungen hat neben der Nachhaltigkeit noch einen weiteren wichtigen Aspekt. „Auch seit der Energiekrise vor knapp einem Jahr hat das Interesse an PPA-Kontrakten zugenommen.“

→ WISSENSWERT

Power Purchase Agreements (PPA) sind spezielle Stromlieferverträge in der Form von Direktlieferverträgen. Seit der Energiewende und im Zuge der Energiekrise haben sich PPAs als Möglichkeit entwickelt, die vor allem Unternehmen unter Nachhaltigkeitsaspekten nutzen, um Strom direkt vom Erzeuger einzukaufen. Es kann also anlagenscharf Strom von Windkraft- oder PV-Anlagen bezogen werden. Dies ermöglicht die direkte Nutzung von Grünstrom in Produktionsprozessen. Das bezeichnet man als „Corporate PPA“. Ist der Abnehmer des Stroms ein Stromhändler in der Vermarktung, wird der Vertrag als „Merchant PPA“ bezeichnet.

Bettina Sauer ist als Key-Accounterin für den Kunden WAGO verantwortlich. Zusammen mit TEAG-Bereichsleiter Ingo Kamenz hat sie für WAGO die PPA-Verträge erstellt.

Dabei wurden die Verträge als Instrument der Preisabsicherung abgeschlossen. Denn die direkte regionale Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen wurde durch heftige Marktturbulenzen nicht beeinflusst“, so Ingo Kamenz.

Allerdings sind PPA-Verträge kein Standard-Produkt. Jede PPA-Vereinbarung muss ganz konkret mit der Situation des Kunden abgestimmt werden. „Bevor wir PPA-Vereinbarungen abschließen können, müssen unsere Key-Accounter ein umfassendes Bild über die Situation erstellen. Wie sieht es mit der Erzeugungsstruktur aus? Welche Erzeuger von erneuerbarem Strom gibt es vor Ort? Welche Kapazitäten sind bei den

Erzeugern vorhanden? Wie sieht der Kundenbedarf konkret aus? Wann braucht der Kunde in seiner Produktion wieviel Strom? Diese individuellen Gegebenheiten und Anforderungen müssen zueinander passen, damit eine PPA-Vereinbarung funktioniert.

Wenn alles passt, dann können Unternehmen mit PPA-Verträgen ganz gezielt und vor allem zuverlässig Grünstrom für ihre Produktion im industriellen Maßstab einsetzen, wie etwa bei WAGO: „Generell sehen wir steigendes Interesse aus der Wirtschaft an PPA-Verträgen. Aktuell sind wir mit mehreren Kunden im Gespräch und in Verhandlungen zu weiteren Verträgen. Das hat Zukunft.“



Bei der Federklemmtechnik ist WAGO Weltmarktführer. Das Unternehmen produziert in mehreren Ländern – u. a. auch in Japan.





„Drei Sammelschienen sind der Standard der Zukunft!“

Das TEN-Umspannwerk im ostthüringischen Weida ist in vielfacher Hinsicht ein energietechnisches Transformationsprojekt. Derzeit ist es die größte Umspannwerks-Baustelle der TEN Thüringer Energienetze GmbH und mit einem Investitionsvolumen von fast 18 Millionen Euro auch die teuerste. Das Umspannwerk Weida wird im laufenden Betrieb vollständig neu errichtet. Bis 2028 entsteht auf dem Areal am nördlichen Stadtrand eine hochmoderne Umspannwerksanlage, die als Muster für den Umbau zukünftiger Umspannwerke im TEN-Netzgebiet dienen wird. Technisch und von den Leistungsparametern soll das UW Weida mindestens für die kommenden 10 bis 15 Jahre der Standard sein.

Noch steht das Bauteam der TEN Thüringer Energienetze im ostthüringischen Umspannwerk Weida auf Lehmboden. Aber bald soll genau an dieser Stelle neueste HS-Schalttechnik mit digitaler Steuerung ihren Dienst tun.
 (im Bild v. li.) Oliver Fricke (Projektleiter), Heiko Sell, Mathias Hartig (alle TEN). Im Bagger: Falko Dombrowsky, Fa. MB Spezialabbruch



→ WISSENSWERT

Das TEN-Umspannwerk Weida ist bereits seit den 1970er-Jahren in Betrieb. Vor allem nach der politischen Wende wurde das Umspannwerk immer wieder aus- und umgebaut sowie technisch modernisiert. Aktuell ist das UW Weida eines von sieben großen Einspeisumspannwerken der TEN Thüringer Energienetze aus dem vorgelagerten 380-kV-Höchstspannungsnetz. Der Höchstspannungsteil des Umspannwerkes wird von 50Hertz Transmission GmbH betrieben.

Oliver Fricke ist Projektleiter der TEN Thüringer Energienetze GmbH für den Neubau des Umspannwerks Weida. Er hat im wahrsten Sinne den Hut auf, damit aus der „wilden“ Baustelle termingerecht ein modernes, leistungsfähiges Umspannwerk entsteht.



„Wir bauen hier in Weida das neue Umspannwerk sozusagen als Prototypen. Die enorm veränderten Anforderungen vor allem durch die ständig steigende EEG-Einspeisung im Zuge der Energiewende sind mit bisher üblichen Umspannwerken künftig nicht mehr zu bewältigen“, so TEN-Projektleiter Oliver Fricke. „Deswegen gehen wir hier neue Wege. Beispielsweise gibt es eine zusätzliche, dritte Sammelschiene im neuen Umspannwerk; auch werden die Transformatoren mehr Leistung haben als die Vorgängermodelle. Gerade die dritte Sammelschiene schafft große Leistungsreserven beim Betrieb des Netzes mit großer volatiler Einspeisung von Photovoltaikanlagen und Windkraft – auch die Kurzschlussfestigkeit ist deutlich höher. Zudem sind bei drei Sammelschienen vielmehr Schaltmöglichkeiten im Umspannwerk gegeben.“ Für den elektrotechnischen Laien heißt das übersetzt: Mit einer dritten Sammelschiene kann mehr EEG-Strom

eingespeist, transformiert und weitergeleitet werden. Zudem steigt die Versorgungssicherheit, denn das Umspannwerk ist dann im Störfall robuster als UW-Anlagen mit nur zwei Sammelschienen.

Das Umspannwerk Weida weist als eines von den bisher sieben Einspeisumspannwerken aus dem vorgelagerten Netz noch weitere Besonderheiten auf. Es wird parallel zu einem Umspannwerk des Netzbetreibers 50Hertz betrieben. Die Einspeisung aus dem vorgelagerten Netz auf der 380-kV-Ebene wird ebenfalls vollständig umgebaut. „Wir arbeiten mit unserer Baustelle im Parallelflug mit 50Hertz Transmission. Wir stimmen die Bauabschnitte aufeinander ab. Das geht auch gar nicht anders, denn elektrotechnisch sind die beiden Anlagen im Betrieb ja eine Einheit.“ Deswegen gilt für beide Baustellen auch der gleiche Zeitraum zur Fertigstellung: Spätestens 2028 soll alles erledigt sein.



Neues Leistungsniveau der Transformatoren

Die Leistungsdimension, mit der 50Hertz die Verbindung zum vorgelagerten 380-kV-Höchstspannungsnetz berechnet, ist enorm. Mit dreimal jeweils bis zu 400 MVA – also insgesamt 1,2 Gigawatt – entspricht dies etwa der Leistung des Pumpspeicherwerks Goldisthal, welches über eine Gesamtleistung von ca. 1,1 Gigawatt verfügt. „Auch die Leistungswerte unserer Transformatoren in den Umspannwerken steigen deutlich an. Aktuell verfügen die allgemein üblichen Umspannwerke der TEN über 40 bis 50 MVA. Aber bei Neuanlagen werden inzwischen fast doppelte Leistungen installiert. So hat das neue Umspannwerk am Hardenbergweg in Jena bereits eine Leistung von 80 MVA“, sagt Oliver Fricke.

Das UW Weida ist zudem ein Kooperationsprojekt mehrerer TEAG-Tochterunternehmen. Die Thüringer Netkom ist bei der Glasfaseranbindung mit im Boot. Die TMZ als Zähler spezialist kümmert sich um die Zähler- und Messtechnik. Auch die TEAG Mobil ist dabei, denn eine Ladeinfrastruktur für E-Mobile ist ebenfalls vorgesehen. „Im Vergleich zu früheren Umspannwerken steht das UW Weida wie ein High-tech-Fahrzeug neben einem Traktor.“



Ohne Plan läuft nichts!

Bevor die Kollegen der TEN Thüringer Energienetze auf der Baustelle des neuen Umspannwerkes Weida überhaupt nur einen Handschlag in Sachen Neubau tun konnten, hat ein anderer TEN-Kollege bereits umfangreiche Arbeit geleistet: Der Planer David Wartschinski. Der Elektroingenieur ist ein ausgemachter Planungsprofi. Das ist auch wichtig, denn bereits ein flüchtiger Blick auf die Übersichtspläne zeigt die Komplexität des Projekts. Bereits drei Jahre im Voraus musste David Wartschinski samt Team mit der Konzept- und Planungsphase starten. Denn unter den Voraussetzungen der Energiewende verlangt ein Planungsvorhaben dieser Größe eine deutlich veränderte Herangehensweise.

„Der Fokus für die Konzeption des neuen Umspannwerkes Weida lag vor allem bei Flexibilität im Betrieb, großer Versorgungssicherheit und auf einem hohen Maß an Leistungsreserven mit Optionen für nachträgliche Leistungserhöhungen“, erklärt David Wartschinski den grundlegenden Planungsansatz. „Der Entwurf für die Anlage in Weida muss mindestens bis Ende der 2030er-Jahre tragfähig sein – und zwar ausdrücklich unter den Umständen der Energiewende mit hoher regionaler Einspeisung und des forcierten Netzausbaues.“ Deswegen wird in Weida erstmal eine dritte Sammelschiene gebaut, die Flexibilität und Leistungsparameter deutlich steigert. Die Schaltmöglichkeiten für die Abgänge zu den versorgten regionalen Umspannwerken und für die Einspeiser erhöhen sich deutlich, damit hat auch die Netzführung mehr Möglichkeiten für Umschaltungen. „Die wesentlich komplexer gewordenen Ansprüche der Netzführung sind in die Planungen einge-



flossen. Das war wichtig – nur so wurde das Design der Gesamtanlage in jeder Hinsicht zeitgemäß“, sagt Wartschinski. Die Pläne des Ingenieurs zeigen aber auch, dass alle Berechnungen und Zeichnungen immer in direkter Verbindung mit dem Umspannwerk der 50Hertz Transmission betrachtet werden müssen. „Auch wenn es Baustellen zwei unterschiedlicher Unternehmen sind, physikalisch ist es eine Gesamtanlage, die nur ganzheitlich funktioniert. Das geht nur mit partnerschaftlicher Abstimmung.“

Planung für Neubau im laufenden Betrieb

Mit dem Baustart ist dabei die Planung nicht abgeschlossen. Es geht vielmehr ohne Pause



→ WISSENSWERT

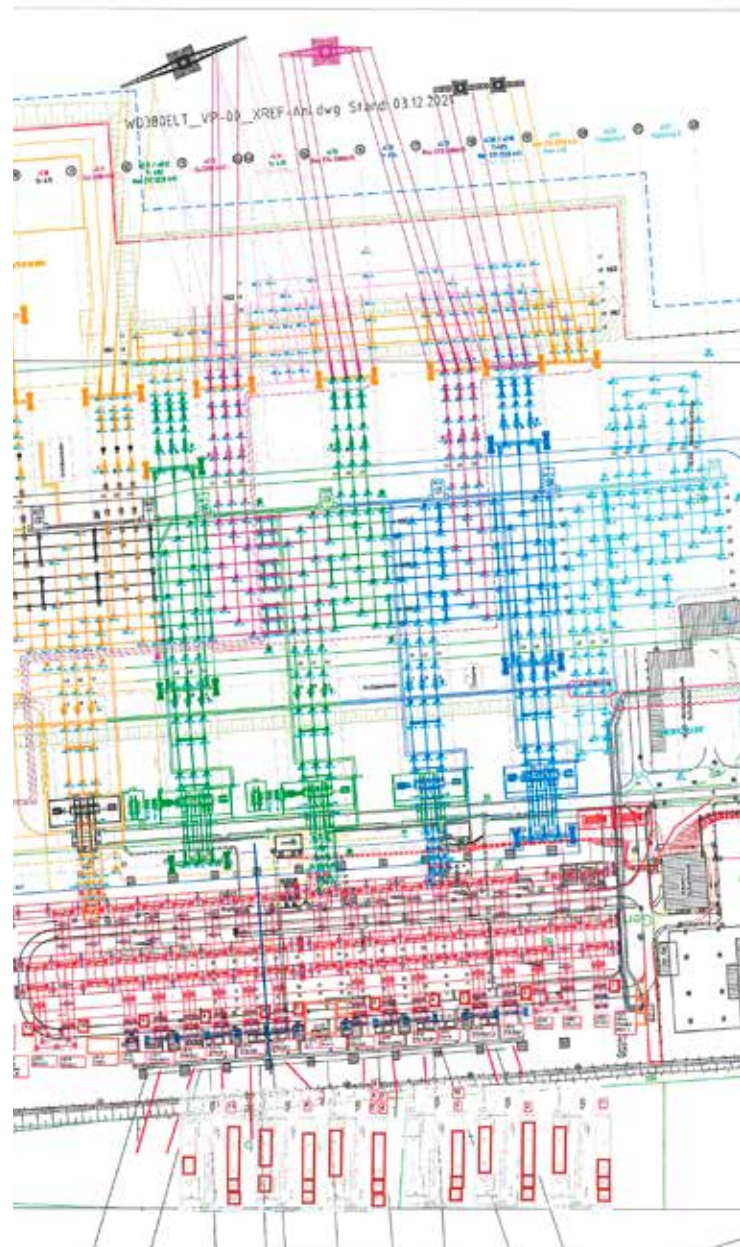
Die Konzeptphase für den Neubau des Umspannwerkes Weida begann bereits 2021. Mit Baukosten von rund 18 Millionen Euro ist es derzeit die größte Baustelle der TEN Thüringer Energienetze GmbH. Geplant ist eine Betriebsdauer von mindestens 40 Jahren. Die im UW Weida erstmals verbaute dritte Sammelschiene soll künftig auch in anderen großen Umspannwerken der TEN zum Einsatz kommen. Von Weida aus werden u. a. die regionalen Umspannwerke Gera, Auma, Hermsdorf und Schleiz versorgt.

David Wartschinski hat im Planungsteam für das neue Umspannwerk Weida die Berechnungen und Zeichnungen für das Vorhaben erstellt. Bereits drei Jahre vor Baustart begann die Konzeptphase.

weiter. Denn während der vierjährigen Bauzeit soll das UW Weida unverändert in Betrieb bleiben, und zwar sicher und störungsfrei. Deswegen wurde nicht einfach ein Neubau auf der grünen Wiese geplant, sondern ein Neubau, der Schritt für Schritt ein bereits bestehendes Umspannwerk im laufenden Betrieb ersetzt. Immer wieder sind provisorische Leitungsführungen zu errichten – und vor allem im Vorfeld zu berechnen, denn die Versorgungssicherheit darf auch während der Bauzeit nicht sinken.

Erschwerend kam hinzu, dass die Fläche für den Neubau eigentlich nicht ausreichte. Es konnten auch keine angrenzenden Grundstücke für Schaltanlagen oder Transformatoren genutzt werden, alles musste auf das bestehende Areal passen. Deswegen gibt es einige ungewöhnliche Lösungen bei der Leitungsführung oder der Positionierung von Trafos. „Letztendlich ist aber ein sehr gutes, und vor allem modernes Umspannwerk entstanden. Wir haben zudem viel Erfahrung bei der Planungsmethodik sammeln können.“ Und das ist gut so, denn gerade die dritte Sammelschiene soll in weiteren TEN-Umspannwerken Verwendung finden. Nächster „Kandidat“ ist aller Wahrscheinlichkeit nach das Umspannwerk im nordthüringischen Wolkramshausen.

Bunte Originalpläne: für die einen ist es abstrakte Kunst. Die Spezialisten der TEN bauen auf Grundlage dieser Zeichnungen ein modernes Umspannwerk.





Zwei Frauen unter Spannung! Katja Bauß (li.) und Anja Siegel von der TEAG Mobil bringen modernste Ladetechnologie für E-Fahrzeuge zu den Kunden – hier bei EDEKA Koch in Erfurt.

Die Ladeprofis

Seit dem 1. Januar 2023 gibt es sie, die TEAG Mobil GmbH. Sie führt sämtliche Geschäftsaktivitäten der TEAG im Bereich E-Mobilität zusammen. Ein wichtiger Schritt, denn E-Mobilität ist das Rückgrat der Verkehrswende und ein wichtiger Baustein der Energiewende insgesamt. Die TEAG Mobil setzt ihren Fokus konsequent auf Ladenetzausbau, Ladestromangebote und die Entwicklung von Ladenetzlösungen für Kundenprojekte. Sie kümmert sich auch um smarte Abrechnungssysteme – wie etwa der jüngst entwickelten Ladeapp für Smartphones. Denn wenn E-Mobile im mobilen Alltag weiter an Akzeptanz gewinnen wollen, dann gelingt dies nur mit einem immer besser ausgebauten, immer kundenfreundlicheren Ladenetz.



→ WISSENSWERT

Die Zahl der öffentlichen Ladepunkte in Thüringen hat vor allem Dank der kommunalen Ladenetzinitiative der TEAG bereits ab 2020 die Marke von eintausend überschritten. Die meisten öffentlichen Ladepunkte finden sich vor allem in den kreisfreien Städten Erfurt, Jena oder Gotha. 59 Prozent der Ladepunkte im Freistaat werden dabei von Energieversorgern (28 Prozent) und kommunalen Unternehmen wie etwa Stadtwerken (31 Prozent) betrieben. Unternehmen direkt aus der E-Mobilitätsbranche (TESLA usw.) betreiben 11 Prozent der öffentlichen 24/7-Ladepunkte.

Quelle: TMUEN Ladeinfrastrukturstrategie Thüringen bis 2023, S. 14



„Wir haben 2017 Ladeleistungen von 22 kW für sehr gut gehalten. Heute sind wir bei E-Trucks bei Ladeleistungen von bis zu 800 kW, HPC-Säulen im PKW-Bereich haben auch bis zu 350 kW Leistung. Das ist eine steile Entwicklung“, erklärt Denis Schuldig, Geschäftsführer TEAG Mobil.

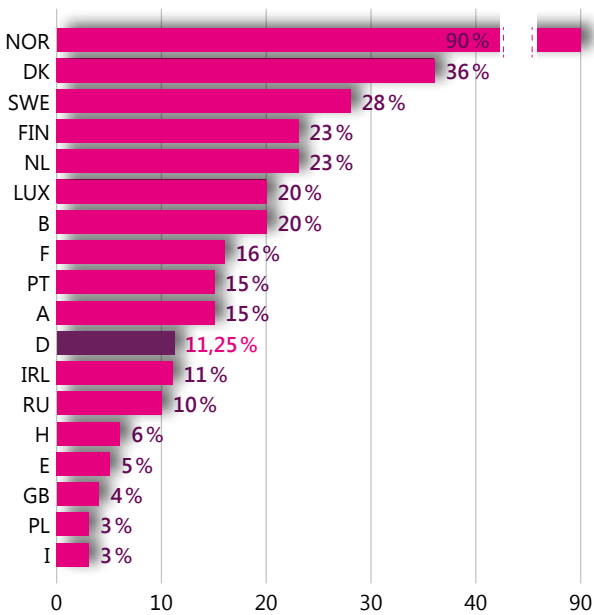
triebnahme des 250. öffentlichen Ladepunktes am Autohof Thörey zwei Jahre später haben wir Hochleistungslader mit Spitzenwerten bis zu 350 kW in Betrieb genommen. Aktuell sind über zwei Drittel der von der TEAG Mobil betriebenen Ladestationen HPC-Lader. Verfügen also über Ladeleistungen jenseits der 150 kW.“

HPC steht für High Power Charging. An Orten mit viel Verkehr und hoher Fahrzeugfrequenz sind diese ultraschnellen Ladestationen inzwischen Standard. Vor allem an den Ladeparks in Autobahnnähe werden nur noch HPC-Ladestationen errichtet. Damit bleiben die Ladezeiten für den Reiseverkehr überschaubar, trotz großer Strommengen. Auch an Parkplätzen etwa von Supermärkten mit kurzem Aufenthalt sind HPC-Stationen die gefragtesten Modelle.

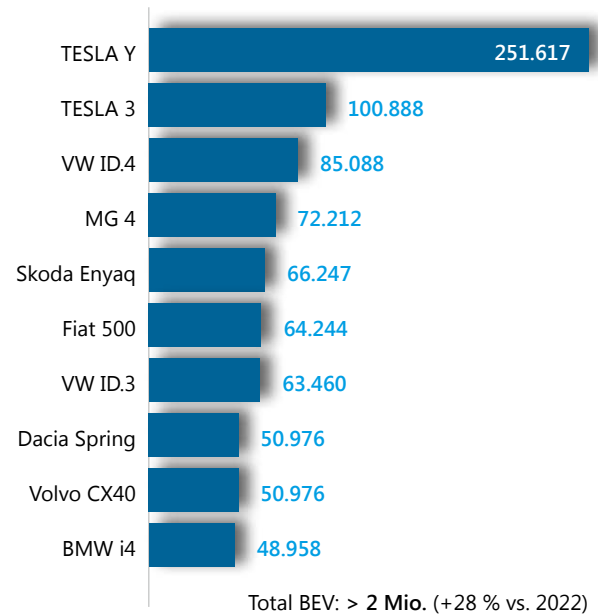
Der Startschuss für den geplanten Aufbau einer öffentlichen Ladeinfrastruktur in Thüringen fiel bereits im Februar 2017 zur Landesgartenschau in Apolda. Die TEAG hatte damals alle Thüringer Stadtwerke und Netzbetreiber unter einen Hut gebracht und gemeinschaftlich in Apolda die erste Ladesäule in Betrieb genommen. 22 kW Ladeleistung waren vor über sieben Jahren noch ein respektable Anschlusswert, mehr als 50 kW waren damals nicht zu bekommen. „Über solche Leistungswerte gerade an hochfrequentierten öffentlichen Ladepunkten brauchen wir heute gar nicht mehr reden“, ordnet TEAG Mobil-Geschäftsführer Denis Schuldig die Entwicklung der Ladeleistung ein. „Bereits zur Inbe-

„Die TEAG Mobil hat auch eine eigene Beschaffung für den Einkauf des Ladestroms aufgebaut“, so Geschäftsführer Denis Schuldig. Die Ladeleistungen sind nämlich noch lange nicht am Ende angelangt. „Aktuell fangen Logistiker an, ihre Flotten mit E-Lastwagen auszurüsten. Und da reden wir von Ladeleistungen bis 800 Kilowatt.“ Eine E-LKW-Flotte mit 300 Fahrzeugen hat den Strombedarf von 20.000 PKW mit E-Antrieb. Da bekommt die eigene Strombeschaffung einen gänzlich anderen Stellenwert. Zumal so auch preislich attraktivere Konditionen möglich sind. Aktuell kostet die Kilowattstunde Ladestrom bei der TEAG Mobil 49 Cent. „Damit können wir uns sehen lassen.“

Neuzulassungen BEV Europa Q1/2024 (Auswahl)

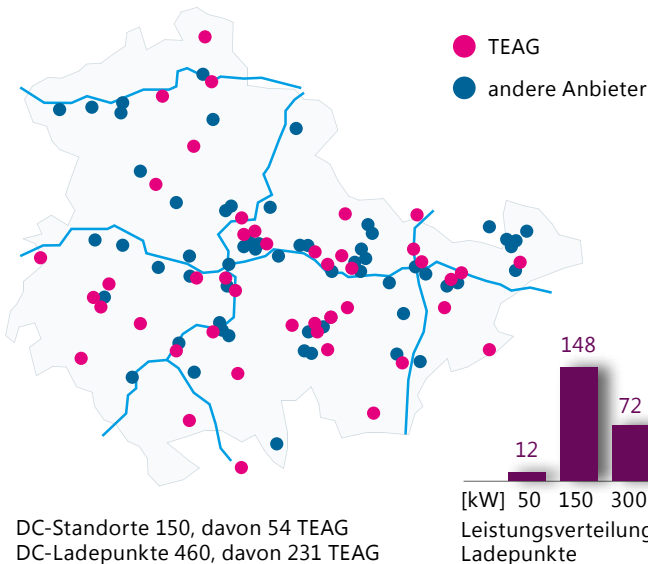


Top 10 Verkäufe BEV Europa 2023 Q1/2024 (Auswahl)



BEV: 100 % Battery Electric Vehicle; Quellen: kba.de, cleantecnica.com; NOR nur 01/2024
 alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/transport-mode/road/european-union-eu27/coutry-comparison

Ausbau Ladesäulen in Thüringen



Ladepunkte mit 11 bis 22 kW gibt es übrigens auch noch. Diese Leistungswerte sind für Wohngebiete sehr gut geeignet. Da kommt es nicht auf die Ladeschnelligkeit an. Dort parken die Anwohner ihre E-Mobile ja meistens über Nacht. Diese Leistungswerte sind für Wohngebiete sehr gut geeignet, denn dort kommt es nicht auf die Ladeschnelligkeit an. Die Anwohner parken ihre E-Mobile meistens über Nacht, so dass das Fahrzeug morgens vollgeladen ist. Für HPC-Lader braucht es wiederum die Nähe zu Trafostationen mit entsprechend starken Leitungen. Dieser Aufwand ist an Autobahnen und Bundesstraßen jedoch in jeder Hinsicht sinnvoll.

PS: Die ersten Ladepunkte von 2017 in Apolda sind inzwischen auch auf 50 kW Leistung umgerüstet worden.



Gera-Langenberg ist mit fast 4.000 Einwohnern fast eine eigene Kleinstadt. In den 1960er-Jahren sind dort die typischen DDR-Wohnblöcke entstanden, die sich immer noch in ganz Thüringen finden. Die TWS führt in Gera-Langenberg im Zuge der Wärmewende beispielhaft die energetische Sanierung dieser Wohnhäuser durch.



Die Wärmewende hat viele Wege

Das nivellierte GEG, das Gebäudeenergiegesetz, ist zum 1. Januar 2024 in Kraft getreten. Die eigentliche Wärmewende findet aber schon längst statt. In der TEAG-Gruppe ist die Thüringer Wärme Service GmbH die treibende Kraft. Mit Lösungen wie etwa kalten Fernwärmenetzen oder Flusswärmepumpen hat die TWS in Thüringen schon innovative und nachhaltige Projekte praktisch umgesetzt. Generell ist die TWS bei Lösungen zur Wärmewende technologieoffen und vielseitig unterwegs. Aktuell spielen Wärmepumpen eine immer größere Rolle, welche aber mit anderer Energietechnik gekoppelt werden können. Die Unterstützung der Kommunen bei der Erstellung der regionalen Wärmeplanungen ist ein besonders interessantes Feld für das 100 Prozent kommunale Unternehmen TWS.



„Die Wärmewende stellt gerade Kommunen mit größeren Wohnvierteln vor große Herausforderungen. Als kommunales Unternehmen ist die TWS genau der richtige Partner zur Umsetzung des energetischen Umbaus auf regenerative Energien.“ Rico Bolduan, Geschäftsführer TWS Thüringer Wärme Service GmbH.



Rico Bolduan hat einen geübten Blick für Plattenbau-Siedlungen oder die typischen Genossenschaftswohnblöcke der früheren DDR. Verständlich, als Geschäftsführer der Thüringer Wärme Service GmbH (TWS) hat er schon viele dieser Gebäude wärmetechnisch modernisiert und auf neuesten energetischen Stand gebracht. „Wir bauen für diese Viertel moderne Fernwärmelösungen auf, errichten also kleine Fernwärmenetze. Dazu bauen wir aber auch die Energieversorgung. Da berücksichtigen wir die regionalen Gegebenheiten und suchen die passende umweltfreundliche Technologie“, erzählt Bolduan.

So hat die TWS für Plattenbaublöcke in Gera-Langenberg ein Wärmenetz gebaut mit einem dazu passenden kleinen Heizkraftwerk plus Wärmepumpe. Die intelligente Kraft-Wärme-Kopplung (iKWK) ist dabei besonders smart. Die iKWK-Anlage produziert Strom und Wärme, beides wird regional vermarktet. Die Wärmepumpe nutzt Strom aus dem öffentlichen Netz und kommt immer dann zum Einsatz, wenn tendenziell zuviel Ökostrom im Netz ist und die Preise dadurch fallen. „Die Kopplung der beiden Technologien mit Nutzung von Umgebungswärme senkt die Kosten, reduziert den Einsatz fossiler Energieträger – und schont letztendlich die Umwelt nachhaltig“, so Rico Bolduan. Es werden 65 Prozent der Energie über die iKWK-Anlage gewonnen, 35 Prozent kommen von der Wärmepumpe.

Es müssen dabei nicht immer Fernwärmenetze neu geplant werden. Die TWS baut auch bestehende Wärmenetze aus und um. In Thüringen



sind nach dem Geraer Vorbild schon mehrere Wohngebiete durch die TWS „umweltfreundlich“ gemacht worden. So etwa in Ohrdruf, Weida oder Bad Blankenburg. „Unsere Technik bei iKW-Anlagen ist zudem auch wasserstofftauglich“, blickt Rico Bolduan in die Zukunft. Das Vorhaben der TWS in Gera-Langenberg reduziert den CO₂-Ausstoß bereits jetzt schon um über 500 Tonnen jährlich.

Unterstützung bei der kommunalen Wärmeplanung

„Für unsere Partner in den Städten und Gemeinden ist aktuell die kommunale Wärmeplanung eine echte Baustelle. Zum 30. Juni 2026 müssen Kommunen mit mehr als 100.000 Einwohnern eine solche Planung erstellen. Kommunen unter 100.000 Einwohner haben mit der Planung noch bis 2028 Zeit“, erklärt TWS-Chef Bolduan. „Das ist Gesetz. Die größte Sorge sind dabei die Kosten. Man muss bei dieser Planung etwa 10 Euro pro Einwohner veranschlagen. Dieses Geld fehlt den Kommunen. Und die staatliche Förderung für diese Kosten ist leider ausgelaufen. Es wird jedoch eine Lösung auf Landesebene geben.“

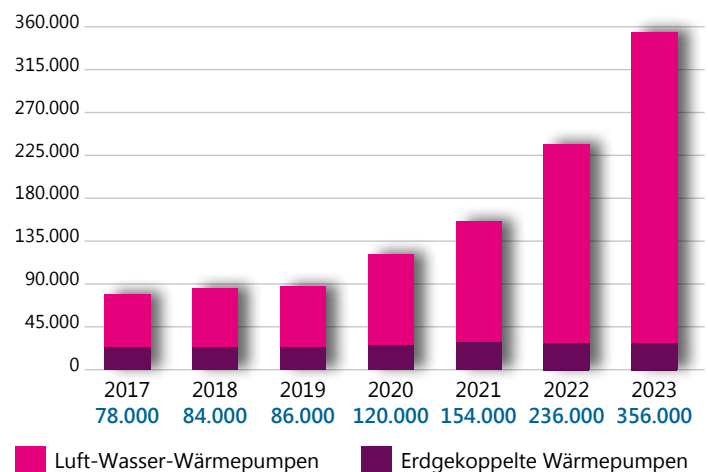
Hier ist die TEAG-Gruppe auf mehreren Ebenen aktiv. Die Planungsleistung kann von der TEAG für die Kommunen gesetzeskonform übernommen werden. Wenn die Wärmeplanung dann real in den Kommunen umgesetzt werden soll, also Fernwärmesysteme gebaut werden, dann kann sich die TWS als Dienstleister ebenfalls wieder einbringen. „Natürlich gibt es hierfür Ausschreibungen, das ist klar. Aber wir sind da überall gern aktiv dabei“, bekräftigt Rico Bolduan.

→ WISSENSWERT

Für den Einsatz von Wärmepumpen geht es in der kommunalen Wärmeplanung zuvorderst darum, Wärmebedarfe von Gebäuden und Stadtteilen mit geeigneten Wärmequellen aus Luft, Erdwärme, Abwasser oder Oberflächengewässern zusammenzubringen. Je nachdem, was sich als effizienteste Lösung anbietet, können Wärmepumpen dann gebäudeweise (dezentral) oder über Wärmenetze energieeffizienter eingesetzt werden. Am Anfang einer jeden Wärmeplanung stehen also vielfältige Informationen zu möglichen Wärmequellen und Wärmeabnehmern, die in Katastern zusammengetragen werden. Steht ein Wärmeplan erstmal, so geht es auch um seine konsequente Umsetzung, die sich dann unter anderem auf den Ausbau, Umbau oder Rückbau der Energieinfrastrukturen Strom, Fernwärme und Gas auswirken kann.

Quelle: Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V.

Absatzzahlen für Heizungswärmepumpen in Deutschland 2017 bis 2023



Quelle: BWP/BDH-Absatzstatistik



Aus über 40 Metern Höhe ist die Aussicht auf die Kernberge und die Jenaer City fast eine touristische Empfehlung. Die Kollegen des TEAG-Kraftwerkes haben dafür aber keinen Blick. Sie kümmern sich um den störungsfreien Betrieb der großen Silberzylinder, denn die Saalestadt braucht zuverlässig Heizung und Warmwasser.

Superheißer Dreizylinder

Die Speicherthematik ist eines der Schlüsselthemen der Energiewende. Während bei der Stromspeicherung an der entscheidenden Technologie noch gearbeitet wird, ist hinsichtlich Wärmespeicherung bereits alles klar. Heißwasserspeicher verschiedenster Bauart bewähren sich bereits in Kraftwerken deutschlandweit. Das TEAG-Heizkraftwerk in Jena verfügt über gleich zwei riesige Heißwasserspeicher. Der neueste Speicher ist dabei mehrteilig. Er besteht aus drei circa 42 Meter hohen Silberzigarren, die zum Komplex einer neuen Gasmotorenanlage gehören. Fast 9.000 Tonnen Wasser befinden sich darin – mit einer Temperatur von 130 Grad Celsius. Da es Druckspeicher sind, kann das Wasser, ohne zu verdampfen, über 100 Grad Celsius heiß werden. So sind effiziente Wirkungsgrade bis über 90 Prozent möglich.





Würde man die gespeicherte Wärmeenergie des „Dreizylinders“ im Heizkraftwerk Jena – immerhin rund 630 Megawattstunden – auf den Wärmebedarf eines 4-Personen-Durchschnittshaushaltes mit 20.000 kWh umrechnen, dann könnte man über 800 Wohnungen zwei Wochen lang versorgen. In der Praxis werden die Heißwasserspeicher jedoch gänzlich anders eingesetzt. „Die Heißwasserspeicher sind der Schlüssel für eine maximale Energieausnutzung beim Kraftwerksbetrieb – ob nun mit den Gasmotoren oder Turbinen“, erklärt Kraftwerkstechniker Ralf Zahn. „Im Verbund mit der Kraft-Wärme-Kopplung KWK kommen wir auf Wirkungsgrade über 90 Prozent, weil jedes ‚Fitzelchen‘ der eingesetzten Energie genutzt – oder eben gespeichert wird.“ Gerade bei Anlagen, die strom-

→ WISSENSWERT

Bei Heißwasserspeichern gibt es zwei grundlegende Bauarten: Druckspeicher und drucklose, atmosphärische Speicher. In Druckspeichern wird das heiße Wasser als Speichermedium unter Druck gesetzt – dadurch kann es Temperaturen deutlich über 100 Grad Celsius erreichen, ohne zu verdampfen. Druckspeicher können deshalb bei gleichem Volumen mehr Wärmeenergie aufnehmen. In drucklosen Speichern bleibt die Betriebstemperatur mit 98 Grad Celsius immer knapp unter hundert Grad. Drucklose Speicher speichern deshalb im Vergleich weniger Energie. Allerdings sind Druckspeicher bedingt durch ihren höheren technischen Herstellungsaufwand teurer – auch im Unterhalt.

geführt sind, entsteht überschüssige Wärmeenergie in Form von Dampf oder heißem Wasser, die in diesem Moment nicht von Abnehmern gebraucht wird. Dieser Überschuss geht nicht durch den Schornstein oder in den Kühlturm, sondern wird direkt in den Heißwasserspeicher geleitet. Dort lässt sich die Wärmeenergie tagelang als Heißwasser „aufheben“ – bei nur sehr minimalen Verlusten, denn Heißwasserspeicher sind hervorragend isoliert. Besteht dann wieder Wärmebedarf bei den Abnehmern, kann dieser aus dem Speicher bedient werden. Die Motoren oder Turbinen müssen dafür oft gar nicht anspringen. „Die Kraft-Wärme-Kopplung bringt technologisch von Haus aus schon eine sehr gute Energieausnutzung mit. Verbunden mit einem Energiespeicher – wie eben den silbernen Heißwassertürmen – wird es nochmal effizienter mit Wirkungsgraden. Ohne Wärmespeicher würde deswegen heute niemand mehr eine Kraftwerksanlage konzipieren“, so Techniker Ralf Zahn. Zudem bieten Heißwasserspeicher auch die Optionen für „Power-to-Heat“. Dabei werden



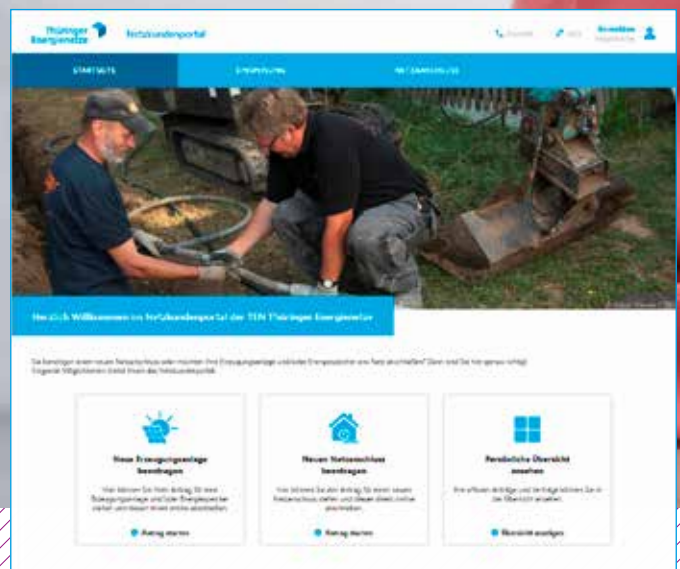
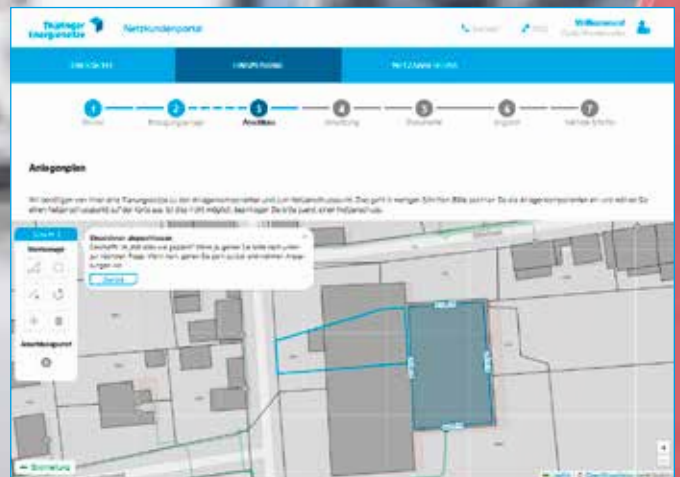
temporäre Stromüberschüsse aus EEG-Anlagen zur Wassererhitzung genutzt, durchaus vergleichbar mit einem großen Tauchsieder. Bei Power-to-Heat speichert der Heißwasserspeicher im Prinzip sogar Strom. Grundsätzlich ermöglichen die Speichertürme eine hochflexible Fahrweise der Energieerzeugungsanlagen – passend zur naturgegebenen volatilen Stromeinspeisung von Windkraft oder Photovoltaikanlagen.



Ralf Zahn (li.) und Bastian John sind im TEAG-Kraftwerk Jena die Männer am „Dampftrad“. Sie sorgen mit ihren Teams dafür, dass den Wärmespeichern nie das heiße Wasser ausgeht.

Service im Web – TEAG- Kunden online schneller am Ziel

Die Digitalisierung der öffentlichen Verwaltung in Deutschland ist leider keine Erfolgsgeschichte. Von 581 Behördendienstleistungen können derzeit nur 81 online genutzt werden. In der Wirtschaft sieht das gänzlich anders aus. Besonders in der Energiewirtschaft ist die Digitalisierung Grundlage des Geschäftsmodells und Voraussetzung für eine sichere Energieversorgung. So können bei der TEAG alle Energielieferverträge online abgeschlossen und betreut werden. Für Netzkunden der TEN, Handwerker und Elektroauf Firmen gibt es ein selbst entwickeltes Netzkundenportal. Stadtwerke- und Geschäftskunden des Vertriebs können mit dem EnergieKlick selber über ein TEAG-Portal online Strom und Gas einkaufen und ihre Energiebeschaffung managen. Alles in Echtzeit.





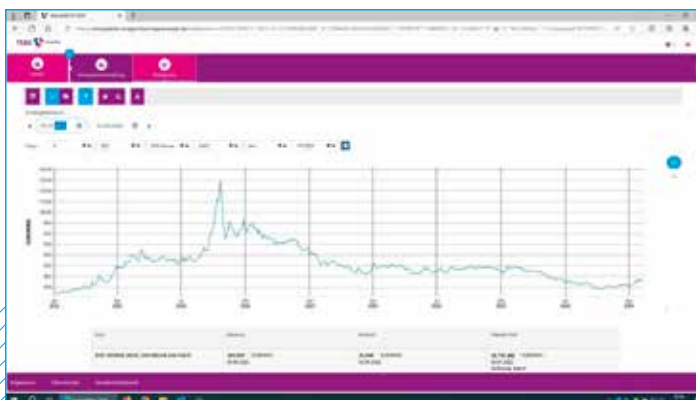
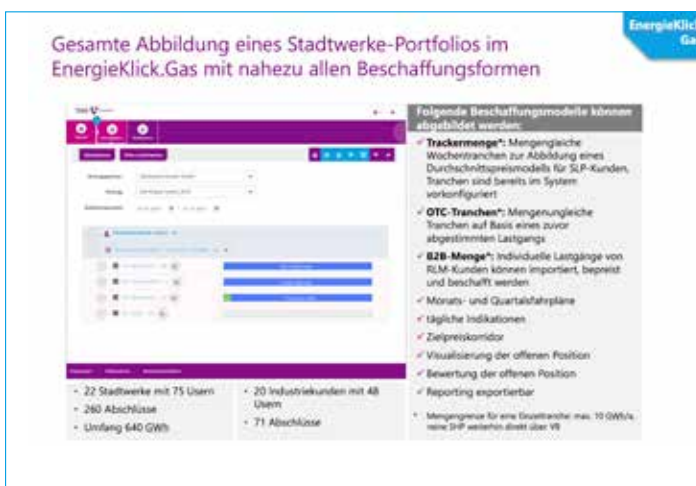
Elisabeth Fenzlein (li.) und Lissy Umbreit haben das Netzkundenportal der TEN aus der Taufe gehoben. Natürlich mit viel Teamarbeit, aber die „Hauptmacher“ des Projekts waren die beiden Fachfrauen – die übrigens während der Projektphase beide auch noch Kinder bekommen haben!

Das Netzkundenportal der TEN Thüringer Energienetze GmbH ist sozusagen das Schweizer Taschenmesser des digitalen Kundenkontakts für fast alle Belange von Netzanschlüssen. Im Oktober 2022 wurde die erste Version des selbst entwickelten Netzkundenportals online gesetzt, inzwischen hat es an Leistungsfähigkeit enorm hinzugewonnen. „Mit dem Netzkundenportal haben wir die alte Antragswelt mit Papierausdrucken und Postbriefen hinter uns gelassen“, erklärt Lissy Umbreit, die als Projektinitiatorin zusammen mit Projektleiterin Elisabeth Fenzlein das Online-Portal maßgeblich verantwortet. Über das Netzkundenportal können Hausanschlüsse, Zusagen für Einspeiser bis hin zu fertig abgestimmten Netzanschlussverträgen komplett online abgehandelt werden. Bauherren, Elektrofirmen, Planungsbüros – jeder hat über das Portal die Möglichkeit, alle Schritte bis zur Inbetriebnahme selbst vorzunehmen.



Das EnergieKlick, die Energiehandelsplattform der TEAG, ist zwar ein modernes Online-Tool, ohne Menschen im Hintergrund läuft aber auch da nichts. Verantwortlich für das EnergieKlick im TEAG-Vertrieb sind Moritz Steudte, Monique Reichardt und Vera Fischer (v. li.).

Das Portal arbeitet live alle Voraussetzungen ab: Netzgebiet, Anschlussmöglichkeit, automatische Netzverträglichkeitsprüfung und mehr. „Die Kunden können direkt in den hinterlegten Plänen und Katasterzeichnungen sehen, wo ihr Hausanschluss hinkommt, welche Leitungslängen zu berechnen sind. Und sie wissen auch, was es kosten wird“, so die Fachgebietsleiterin Lissi Umbreit: „In den Daten des GIS, des Geodaten-Informationssystems, werden die neuen Anschlüsse zudem gleich aktualisiert. Alles passiert online, auch der Vertrag kommt online und ist rechtsgültig. Ein bisschen funktioniert das wie Amazon. Die Kunden geben im Portal online ein, was sie haben wollen. Und über das Menü erfolgt die Eingabe der notwendigen Daten und Angaben, bei sofortiger Bearbeitung. Und zum Schluss kommt ein solider Netzanschlussvertrag heraus.“ Das hat dann vielleicht 15 Minuten gedauert – schneller geht es eigentlich nicht mehr.



→ WISSENSWERT

Das Netzkundenportal der TEN Thüringer Energienetze GmbH ist sieben Tage die Woche rund um die Uhr online. Für Bauherren, Planungsbüros oder Netzbaufirmen ist das ideal, weil sich so Wartezeiten praktisch auf Null reduzieren.

Die Energiehandelsplattform EnergieKlick der TEAG ist anders organisiert. Die Energiebeschaffung durch die Kunden kann in den festgelegten Handelszeiten werktags zwischen 9.30 Uhr und 15.30 Uhr erfolgen – das ist angelehnt an die Handelszeiten u. a. der Strombörse. Außerhalb der Handelszeiten steht die EnergieKlick-Plattform den Kunden aber auch zur Verfügung – etwa für statistische Auswertungen oder Preisanalysen.



Energieeinkauf mit der Maus

Über 70 Stadtwerkkunden nutzen aktuell das EnergieKlick, die webbasierte Energiehandelsplattform der TEAG für Strom- und Gasbeschaffung. Die erste Version dieses Online-Energieshops ist im Vertrieb bereits Mitte 2016 zugeschaltet worden. So richtig Fahrt aufgenommen hat das EnergieKlick aber dann im Zuge der Energiekrise. Durch den enormen Preisdruck an den Märkten haben die Stadtwerkkunden jede Möglichkeit zu günstigem Strom- und Gaseinkauf genutzt. Hierbei hat sich das EnergieKlick nachweislich bewähren können. Denn im Gegensatz zur klassischen Beschaffung per E-Mail, bietet EnergieKlick mehr Flexibilität und eine direktere Anbindung an aktuelle Marktpreise. Die angemeldeten Stadtwerke können auf der TEAG-Plattform alle 15 Minuten das aktuelle Marktpreisniveau einsehen und Strom oder Gas direkt ordern. Festgelegt ist lediglich ein Jahresrahmen. Wann und mit welchen Einzelmengen die Stadtwerke-Einkäufer diesen Jahres-

rahmen füllen, ist ihnen selbst überlassen. Ein Mausclick genügt. Die Vorteile liegen vor allem in der Schnelligkeit. Man ist näher am Markt, die Online-Abwicklung spart viel Zeit – so können selbst kleinere Preisschwankungen am Markt mit flexiblen Bestellungen genutzt werden. Die TEAG-Handelsplattform ist dabei direkt mit der TEAG-Energiebeschaffung verbunden. Die Marktdaten werden ebenfalls von dort bereitgestellt, auch die Kundenorders erhält die TEAG-Beschaffung digital zur sofortigen Ausführung. Die Möglichkeiten des EnergieKlicks wurden von den Stadtwerkkunden übrigens auch vor dem Abflauen der Energiekrise rege genutzt – hier hat sich das Einkaufsverhalten bleibend verändert. Die positiven Erfahrungen im Stadtwerkegeschäft kommen auch anderen Kundengruppen zugute. Geschäftskunden können den Webshop für ihren Gaseinkauf bereits nutzen – Strom folgt aktuell.

Neue Herausforderungen brauchen neue Wege ...



Nur keine Hemmungen! Die Frauen vom TEAG-Recruiting haben für neue Fachkräfte bei der TEAG immer ein offenes Tor. (v. li.) Tanja Knauth, Annalisa Kopera, Annett Engelhardt, Vanessa Pfündner, Yvonne Lorenz.

Wie das TEAG-Recruiting auf Fachkräftesuche geht

Fachkräftemangel ist eines der drängendsten Probleme der deutschen Wirtschaft. Nach aktuellen Umfragen beklagen 66 Prozent der Unternehmen Personalengpässe – die TEAG-Gruppe macht da keine Ausnahme. Besonders schwierig ist dabei, dass gerade für die Umsetzung der Energiewende unser Unternehmen extra viel neues Fachpersonal braucht. Deswegen gibt es nun im TEAG-Personalbereich ein neues Fachgebiet, welches sich ausschließlich um das Recruiting kümmert – und dabei immer wieder neue Wege beschreitet. Denn trockene Stellenausschreibungen, Serienbriefe oder langatmige Bewerbungsabläufe will heute niemand mehr. Das TEAG-Recruiting hat unsere Personalsuche vor allem direkter und persönlicher gemacht.

→ WISSENSWERT

Die Mitarbeiterzahl der TEAG-Gruppe ist in den vergangenen Jahren konstant angestiegen. So hatten wir 2019 in der TEAG-Gruppe 1.795 Mitarbeiter – im Jahr 2023 lag die Zahl bereits bei 1.995 Mitarbeitern. Im Zuge der Energiewende ist ab 2024 ein signifikanter Personalzuwachs geplant. Mindestens 300 zusätzliche Fachkräfte werden benötigt, um beispielsweise das 600 Millionen Euro schwere Investitionsprogramm zum Ausbau der Stromnetze umzusetzen. In Zeiten des Fachkräftemangels ist das eine echte Herausforderung. Das TEAG-Recruiting hat dafür auf verschiedensten Kommunikationskanälen eine landes- und bundesweite Stellen-Kampagne gestartet.



„Wenn sich jemand für eine Stelle bei der TEAG interessiert, dann darf es keine großen bürokratischen Hürden geben. Wir wollen Türen öffnen. Deswegen sind Stellenangebote einem ‚echten‘ Ansprechpartner der TEAG-Gruppe zugeordnet“, erklärt Annett Engelhardt. „Wir verstecken uns nicht hinter anonymen E-Mail-Postfächern. Vielmehr gehen wir gezielt auf Kandidaten zu, sei es über Online-Plattformen wie LinkedIn und XING oder persönliche Kontakte auf Messen und Hochschulen. Im Jahr 2023 haben wir auf dem TEAG-Campus sogar erfolgreich unsere erste eigene Jobmesse durchgeführt.“

Die Personalsuche der TEAG, das Recruiting, hat in den vergangenen Jahren stark an Bedeutung gewonnen. Aus diesem Grund gibt es das neue Fachgebiet, welches sich ausschließlich um die Fachkräftegewinnung kümmert. Auch für die TEAG-Tochterunternehmen sind die Kolleginnen im Team von Annett Engelhardt aktiv. Der demographische Wandel, der allgemein gute Bewerbermarkt und der Bevölkerungsrückgang

– besonders in Thüringen – haben den Arbeitsmarkt leergefegt. Wer da noch spezielle Fachleute sucht, wie etwa die TEAG-Gruppe, der muss sich schon besonders anstrengen.

„Die TEAG-Gruppe hat sich verändern müssen. Die eingefahrenen Abläufe für Stellenausschreibungen, Bewerberauswahl, Vorstellungsgespräche, Zusage oder Absage haben einen Feinschliff erhalten. Wir müssen schnell sein, unkomplizierte Prozesse haben und uns wertschätzend auf die Bewerber einlassen“, so die Personalspezialistin Engelhardt.

Das fängt mit der Stellenausschreibung an. Die sollte sich nicht wie ein technisches Datenblatt lesen, sondern die Interessenten direkt ansprechen. Eine „gute“ Stellenausschreibung zu formulieren, ist nicht immer einfach. Im Zusammenspiel mit den Fachbereichen müssen wir flexibler mit den Anforderungen umgehen. Oft sind diese zu komplex formuliert und überladen. „Wir müssen uns davon verabschieden,





Für Annett Engelhardt ist Recruiting mehr als nur Bewerbungen abarbeiten. „Wir gehen auf jeden Bewerber ein. Selbst wenn er nicht der Idealkandidat sein sollte; wir haben oft eine andere Position, wo der Mann oder die Frau wiederum ideal passen könnten.“

dass es die berühmte ‚eierlegende Wollmilch-sau‘ gibt, die zu 100 Prozent alle Anforderungen erfüllt“, so Annett Engelhardt. Deswegen berät das TEAG-Recruiting schon bei der Erstellung der Ausschreibungen Führungskräfte oder Geschäftsführer der Tochterunternehmen.

„Uns ist es wichtig, dass Bewerber, die im Recruiting-Prozess nicht weiter berücksichtigt werden können, eine Anerkennung über den Bewerbungsaufwand erfahren. Noch im Recruiting-Prozess prüfen wir, ob Bewerber potenziell für andere Positionen geeignet sind. Oft ergibt sich so eine Möglichkeit für eine andere Stelle bei der TEAG. Diese ‚second chance‘ hat dem Unternehmen schon mehrfach Fachkräfte verschafft, die sonst durch das Raster gefallen wären. Mit besonders interessanten Kandidaten bleiben wir auch weiter im Kontakt. Man trifft sich bekanntlich immer zweimal im Leben“, bekräftigt abschließend Annett Engelhardt.

**DU WILLST DIE
ZUKUNFT
GESTALTEN?**

Dann sei dabei! Wir wollen Dich: als einen von über 300 Zukunftsmachern – vom Monteur bis zum Ingenieur (m/w/d).

Profiziere von attraktiven Vorteilen:

- ✓ Sicherheit, Transparenz und attraktive Entlohnung dank Tarifvertrag
- ✓ flexible Arbeitsgestaltung – ob im Homeoffice oder im Büro
- ✓ zertifizierte Vereinbarkeit von Beruf und Familie
- ✓ Gesundheits- und Präventionsangebote



Jetzt bewerben!
teag.de/stellenangebote

TEAG 



Das neue TEN-Umspannwerk Wachsenburg wird die Batteriefabrik CATL im Industriegebiet Erfurter Kreuz sicher mit Strom versorgen. Jeder der zwei Transformatoren für das neue Umspannwerk wiegt circa 87 Tonnen.

TEAG-Chronologie 2023

Das Geschäftsjahr 2023 der TEAG Thüringer Energie AG war ein Jubiläumsjahr – zehn Jahre erfolgreiche Kommunalisierung konnten gefeiert werden. Zudem waren Corona-Pandemie und die schwierigsten Folgen der Energiekrise bewältigt. Die Unternehmenschronologie des vergangenen Jahres listet hier noch einmal im Rückblick die verschiedensten Höhepunkte aus der TEAG-Gruppe auf.

12. Januar 2023

Die Thüringer Netkom GmbH (TNK) plant in Rudolstadt die bisher größte Einzelinvestition im regionalen Glasfaserausbau. 36 Millionen Euro will die TNK bis 2026 für eine Glasfaserinfrastruktur in der Rudolstädter Kernstadt sowie dreizehn weiteren Ortsteilen investieren.

10. Februar 2023

Die TWS Thüringer Wärme Service GmbH erhält das TOP 100-Siegel 2023. Die Auszeichnung – initiiert von der Wirtschaftsuniversität Wien – wird für besonders innovative mittelständische Unternehmen vergeben. Mentor ist der Wirtschaftsjournalist Ranga Yogeshwar.

22. Februar 2023

Der TEAG-Aufsichtsrat beruft Dr. Christian Thewißen zum Mitglied des Vorstandes. Damit besteht der TEAG-Vorstand wieder aus drei Mitgliedern. Dr. Thewißen wird den Vertriebsbereich der TEAG verantworten.

31. März 2023

Die TEAG veröffentlicht die Jahresbilanz für 2022. Trotz Energiekrise und russischem Angriffskrieg in der Ukraine liegt der Gewinn mit 68,2 Millionen Euro auf Vorjahresniveau. Das EBITDA lag mit 231,1 Millionen Euro circa fünf Prozent über Vorjahr. Der Umsatzanstieg auf 2,293 Milliarden Euro spiegelt das wachsende Kerngeschäft und die enormen Marktpreissteigerungen für Energie und Rohstoffe wider.

17. April 2023

Nach dreijähriger Bauzeit geht der 110-kV-Schaltknoten Sömmerda-West in Betrieb. Die Hochspannungsschaltanlage mit großer Doppelsammelschiene und zehn Schaltfeldern wird benötigt, um vor allem Windstrom-einspeisung aus dem Raum Mittelthüringen aufzunehmen und zu steuern.

15. Mai 2023

Das Umspannwerk Wachsenburg der TEN bei Arnstadt ist fertig gestellt. Die 110/20-kV-Anlage soll das Batteriewerk des chinesischen Unternehmens CATL am Erfurter Kreuz mit Strom versorgen. Dafür wurden auch im nahegelegenen Umspannwerk Thörey umfangreiche Umbauten vorgenommen.

31. Mai 2023

Die Thüringer Netkom baut erstmals Glasfasernetze im Bereich der thüringischen Landeshauptstadt Erfurt aus. Fünf westliche Ortsteile bekommen so bis 2026 Glasfaserdirektverbindungen.

1. Juni 2023

Die kommunale TEAG feiert zehnten Geburtstag! Während einer Feierstunde in Erfurt wurde eine positive Bilanz der Kommunalisierung der früheren E.ON Thüringer Energie gezogen. Auf dem 10-Jahre-Fest sprachen u. a. Bundestagspräsident a. D. Norbert Lammert und Ministerpräsident Bodo Ramelow.



Vier Tage vor Heiligabend kamen im Projekt des TEAG-Campus nochmal die Spaten zum Einsatz. Für ein neues Bürogebäude (Gebäude C1) wurde der symbolische erste Spatenstich gesetzt – 2025 soll das neue Haus fertig sein.

19. Juli 2023

ThüringenForst (AöR) und die TEAG reduzieren Bürokratie und Verwaltungsaufwand. Mit einem neuen Rahmenvertrag wird die Nutzung von Forstflächen durch Unternehmen der TEAG thüringenweit neu geordnet und von unnötigem bürokratischem Aufwand befreit. Bisher hatte jedes regionale Forstamt eigene Nutzungsverträge verhandelt.

23. August 2023

Auf dem Inselsberg feiern die Gemeinde Tabarz und die Thüringer Netkom das Lichtfest zur Inbetriebnahme des neuen Glasfasernetzes. Im Zuge des Projektes wurden rund 370 Kilometer Glasfaserleitungen in der Region vom Inselsberg über Bad Tabarz bis zur Region Leinatal (Landkreis Gotha) verlegt.

1. Oktober 2023

Die TEAG senkt die Preise für Erdgaskunden. Die Preissenkung betrifft rund 70.000 Kunden in der Grundversorgung, den klassischen Produktverträgen und gilt auch bei laufenden Festpreisverträgen. Bei einem Jahresverbrauch von 20.000 Kilowattstunden ergibt sich eine Einsparung von circa 110 Euro.

12. Oktober 2023

Die TEAG will industrielle Abwärme der HFP Bandstahl GmbH Bad Salzungen zur Fernwärmeversorgung nutzen. Das sieht eine Absichtserklärung vor. Es wird untersucht, wie eine Einspeisung von Abwärme aus dem Bandstahlwerk in das Fernwärmenetz der Kreisstadt möglich ist. Ein Teil der Fernwärme für das Plattenbaugebiet der Stadt könnte so zukünftig umweltfreundlich aus Abwärme gewonnen werden.

20. Dezember 2023

Der TEAG-Campus wächst weiter. Am Standort der TEAG-Hauptverwaltung wird der erste Spatenstich für ein weiteres Bürogebäude gesetzt. Es wird in umweltfreundlicher Holzhybridbauweise errichtet – 2025 soll es bezugsfertig sein.

21. Dezember 2023

Die TEAG Mobil nimmt in Rudolstadt acht weitere Hochleistungsladepunkte für Elektrofahrzeuge in Betrieb. Die zusammen mit der EVR Energieversorgung Rudolstadt betriebenen Ladestationen befinden sich in zentraler Lage direkt an der Bundesstraße B88. An den modernen HPC-Ladern sind Ladeleistungen bis 300 kW möglich.





LAGEBERICHT

für das Geschäftsjahr
vom 1. Januar 2023 bis zum 31. Dezember 2023

Zusammengefasster Lagebericht 2023

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

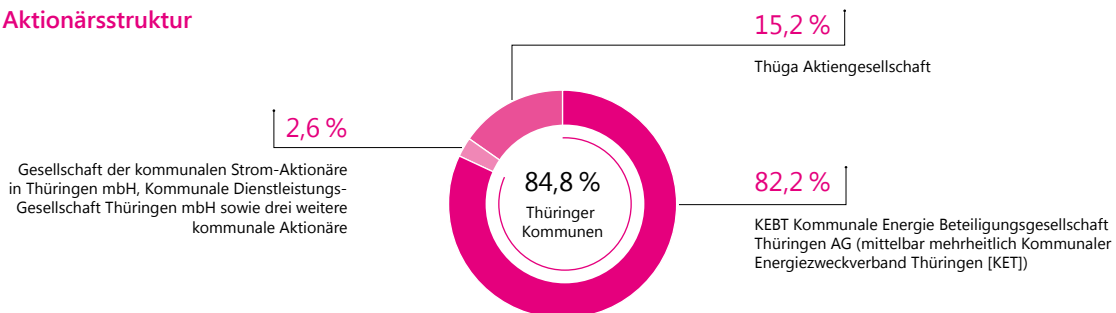
I.1 Geschäftsmodell

Struktur und Organisation

Wir als TEAG-Unternehmensgruppe sind ein integriertes Energieversorgungs- und Energiedienstleistungsunternehmen mit Systemverantwortung in Thüringen und zählen mit über 500.000 Kunden zu den bundesweit größten kommunalen Energieversorgern und Infrastrukturdienstleistern. Unser Produkt- und Dienstleistungsangebot deckt das gesamte Spektrum der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette ab: Neben den klassischen Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Netze und Vertrieb arbeiten wir ebenso an der Entwicklung neuer Geschäftsmodelle und der Umsetzung innovativer Produkt- und Dienstleistungsideen in Wachstumsmärkten wie etwa der Telekommunikation, dem intelligenten Messwesen und der Elektromobilität. Unsere Leistungen erbringen wir sowohl auf regulierten als auch auf wettbewerblichen Märkten.

Mit unseren rund 2.000 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern, die sich auf insgesamt 24 Standorte verteilen, sind wir flächendeckend im Freistaat Thüringen vertreten. Unsere dezentrale Struktur spiegelt die breite Verankerung in der Region sowie die Nähe zu unseren Kunden wider. An der TEAG-Unternehmensgruppe sind rund 620 Thüringer Kommunen mit insgesamt 84,8 Prozent 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 unserer Unternehmensgruppe i. H. v. 15,2 Prozent hält die Thüga Aktiengesellschaft, München.

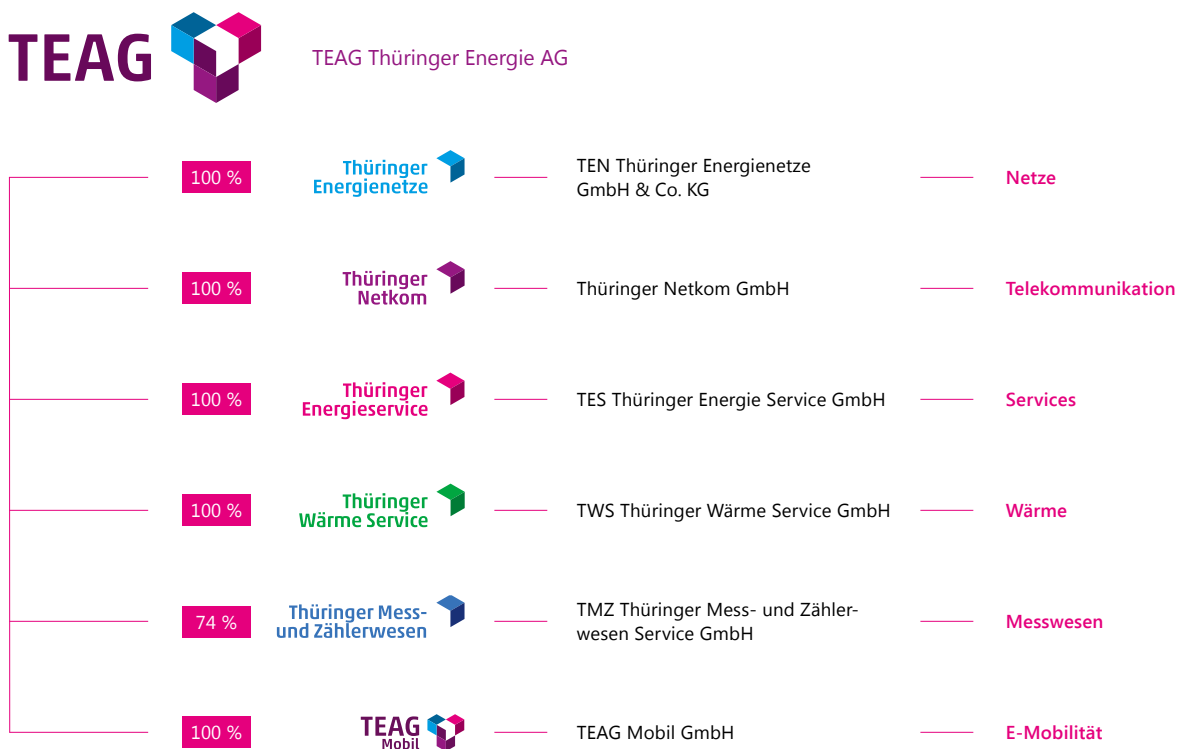
Aktionärsstruktur



Unser Konzern umfasst neben der TEAG als Mutterunternehmen insgesamt 61 Beteiligungen an Stadtwerken und anderen Energie- und Dienstleistungsunternehmen. Neben der TEAG schließt der Konsolidierungskreis im Rahmen des Konzernabschlusses 6 weitere 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, Erfurt (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).

Die Führung unseres Konzerns erfolgt durch das Mutterunternehmen TEAG.



Die Geschäftsgrundlage unserer Unternehmensgruppe bilden unsere „7 Netze“. Diese umfassen im Rahmen eines integrierten Ansatzes den Ausbau und Betrieb für:

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

Der Betrieb unserer Netze erfolgt durch unsere vollkonsolidierten Tochtergesellschaften. Aktuell stehen ein rund 40.000 Kilometer (km) langes Strom- und Erdgasnetz sowie ein rund 6.700 km langes eigenes bzw. angemietetes Glasfasernetz zur Verfügung. Die Länge unseres Wärmenetzes beträgt 60 km. Die Netze für Straßenbeleuchtung umfassen rund 8.200 Lichtpunkte in langfristiger Betriebsführung. Im Bereich Elektromobilität stellen wir unseren Kunden mit unserer Ladenetzinfrastruktur rund 180 Schnell- und 230 Normal-ladepunkte zur Verfügung.

Beschreibung der Geschäftstätigkeit

Unsere Geschäftstätigkeit unterteilt sich in die folgenden Bereiche:

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

Im Bereich **Energieerzeugung und Wärme** steht der Ausbau von Erzeugungskapazitäten aus erneuerbarer Energie (EE) in Verbindung mit der

Nutzung effizienter Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) im Mittelpunkt unserer Geschäftstätigkeiten. Neben dem Betrieb von 3 unternehmenseigenen Wasserkraftwerken unterstützen wir gemeinsam mit verschiedenen Kooperationspartnern daher v.a. 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 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. Die Thüringer Kommunen unterstützen wir zudem bei der Kommunalen Wärmeplanung (KWP) bzw. der Dekarbonisierung ihrer Energie- und Wärmeversorgungssysteme.

Über die TEN als regionalen Verteilnetzbetreiber (VNB) ist die TEAG-Unternehmensgruppe für den sicheren, effizienten und diskriminierungsfreien Betrieb der Thüringer **Strom- und Gasnetze** mitverantwortlich. Als unabhängiger Netzbetreiber gewährleistet die TEN die nach sog. „Energiewirtschaftsgesetz“ (EnWG) gesetzlich geregelte Trennung zwischen reguliertem Netzbetrieb und Vertrieb. Zu den von uns betriebenen 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). Neben dem Netzbetrieb bietet die TEN im nicht-regulierten Bereich verschiedene weitere netzbezogene Dienstleistungen an. Diese umfassen beispielsweise die Projektierung, den Bau und den Betrieb kundeneigener Anlagen und Straßenbeleuchtungen sowie ein breites Service- bzw. Dienstleistungsangebot für andere Netzbetreiber und Stadtwerke. Die TEN agiert in der Marktrolle eines grundzuständigen Messstellenbetreibers (gMSB).

Neben der Erzeugung und dem Netzbetrieb liegt ein weiteres, wesentliches Geschäftsfeld im **Energievertrieb**. Als Komplettanbieter stellen wir unseren Privat- und Geschäftskunden ein umfassendes Produktportfolio zur Verfügung und versorgen Privat-, Gewerbe- und Industriekunden, Stadtwerke, Kommunen und Weiterverteiler im Rahmen eines breiten Produkt- und Dienstleistungsangebotes mit Strom, Gas und Wärme. Zu unserem Produktangebot für Stadtwerke und Kommunen zählen verschiedene energiemarktspezifische Lösungen und Beratungsangebote, wie etwa Kooperationen bei der Erschließung und Nutzung erneuerbarer Energiequellen sowie die Zusammenarbeit in den Bereichen Energieeffizienz, KWP und Straßenbeleuchtung.

Mit der voranschreitenden Verkehrswende bzw. dem Ausbau der **Elektromobilität** hat insbesondere auch die Errichtung von entsprechender (Schnell-) Ladeinfrastruktur stark an Bedeutung gewonnen. In unserer Unternehmensgruppe ist die TMO für die Planung, die Errichtung und den Betrieb von Energieinfrastruktur im Verkehrssektor, incl. entsprechender Nebenanlagen verantwortlich. Zudem bietet die Gesellschaft ihren Kunden ein breites Vertriebsportfolio hiermit zusammenhängender Dienstleistungen und Produkte an, u. a. im Bereich Ladelösungen und -strom.

Im Geschäftsfeld **Mess- und Zählerwesen** setzen wir die Marktchancen um, die sich aus der Digitalisierung der Energiewende ergeben. Unsere Kompetenzen im Bereich Messwesen werden durch unsere Tochtergesellschaft TMZ gebündelt. Die TMZ tritt als Komplettanbieter 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 (wMSB) und beteiligt sich an aktuellen Entwicklungen etwa in den Bereichen Smart Metering, Smart Grid und Smart Home.

Auch im Geschäftsfeld **Telekommunikation** stellen wir unseren Kunden umfangreiche Infrastruktur- und Telekommunikationsdienstleistungen zur Verfügung. Die zügige Erweiterung des Thüringer Glasfasernetzes im Rahmen von geförderten und eigenwirtschaftlichen Ausbauprojekten zur ganzheitlichen Versorgung von Städten und Gemeinden mit schnellen, glasfaserbasierten Internet- bzw. Datenverbindungen steht dabei im Fokus. Die Vermarktung unseres Produkt- und Dienstleistungsangebotes für Privat- und Geschäftskunden sowie öffentliche Einrichtungen erfolgt durch unsere Tochtergesellschaft TNK. Im Bereich Kundenkontakt- und Abrechnungsmanagement werden zentrale Shared-Service-Funktionalitäten durch die TES erbracht.

Als TEAG-Unternehmensgruppe halten wir aktuell **Beteiligungen** an 41 Unternehmen und 20 Stadtwerken. Durch aktive Partnerschaften innerhalb der Energiebranche setzen wir auf einen kontinuierlichen Wissenstransfer und die Erzielung wichtiger Synergieeffekte, um die Energiewende gemeinsam weiter voranzutreiben.

Unter **Sonstiges** fassen wir Geschäftstätigkeiten zusammen, die neben der Entwicklung, Konzeption und Vermarktung weiterführender energiemarktnaher und -spezifischer Dienstleistungen (wie zum Beispiel der Vermarktung unserer Gas-speicherkapazitäten) u. a. auch den Aufbau neuer Geschäftsfelder in unserer Unternehmensgruppe, wie derzeit etwa der Wasser- und Abwasser-versorgung, betreffen.

I.2 Strategie, Ziele und Steuerungsinstrumente

Die Entscheidung der Thüringer Kommunen, ihre energiewirtschaftlichen Interessen zu bündeln, um im Jahr 2013 mit der gemeinsamen Investitionskraft den E.ON-Anteil an der heutigen TEAG Thüringer Energie AG zu übernehmen, steht am Anfang einer stabilen, auf die Erfüllung der anstehenden Zukunftsaufgaben ausgerichteten Unternehmensentwicklung. Diese hat die TEAG heute – genau 10 Jahre nach ihrer Kommunalisierung – zur größten kommunalen Unternehmensgruppe und dem führenden Energieversorgungs- und Energiedienstleistungsunternehmen im Freistaat gemacht. Rund 700 Mio. € Dividende haben wir seither erwirtschaftet und an unsere kommunalen Anteilseigner auszahlen können sowie über 2 Mrd. € in die Thüringer Infrastruktur investiert. Der Großteil der Investitionsaufträge wird an Unternehmen und Dienstleister aus den Thüringer Regionen vergeben. Hierdurch können wir einen Beitrag dazu leisten, die nicht zuletzt auch für die Umsetzung der Energiewende wieder wichtiger gewordenen regionalen und auch lokalen Wertschöpfungs- und Lieferketten zu stärken.

Die Entwicklung unserer „7 Netze“-Strategie rückt dabei immer weiter in den Mittelpunkt unserer Geschäftstätigkeiten, denn die Beschleunigung der Energiewende lässt den Netzausbau, insbesondere der elektrischen Verteilnetze, fortwährend an Bedeutung gewinnen. Aber auch der zügige und konsequente Ausbau der digitalen Kommunikationsstruktur ist in diesem Zusammenhang wichtig, da er Grundlage ist u. a. für einschlägige Netzsteuerungs- und Planungsprozesse. Die Netzinfrastruktur darf, gerade auch im Hinblick auf den steigenden Transformationsdruck, nicht zum Engpass der Energiewende werden.

Im Geschäftsjahr 2023 haben wir die Energiewende in Thüringen weiter vorangetrieben, und werden uns auch in Zukunft als zentraler Akteur, Umsetzer und verlässlicher Branchenpartner nachhaltiger (Kooperations-) Projekte und Technologien engagieren. Mit Unterstützung unserer Anteilseigner, Geschäfts- und Branchenpartner sowie unserer Kunden, werden wir den vor uns liegenden Transformationsprozess innovativ, digital, zielbewusst und kundenorientiert, d. h. in einem partnerschaftlich ausgerichteten Kooperationsprozess, organisieren.

Wichtige strategische Weichen sind gestellt; nun müssen konkrete Ausbauprojekte operativ umgesetzt und die hierfür notwendigen Voraussetzungen geschaffen werden. Die Umsetzung der Energiewende bietet – bei allen Herausforderungen – indes auch große Wachstums- und Erlöspotenziale. Diese zu heben und in konkreten, ökologisch sinnvollen und wirtschaftlich rentablen (Ausbau-) Projekten umzusetzen, steht im Zentrum unserer Unternehmens- bzw. „7 Netze“-Strategie.

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 Konjunktur und Markt

Volkswirtschaftliche Entwicklungen

Im Geschäftsjahr 2023 erholte sich die deutsche Volkswirtschaft in Teilen von den Auswirkungen der Ukraine- und Energiemarktkrise, so gingen insbesondere die hohen Inflationsraten im Jahresverlauf deutlich zurück. Das gesamtkonjunkturelle Umfeld jedoch trübte sich für viele Branchen und Unternehmen weiter ein. Der energiewendebedingte Investitionsbedarf zur nachhaltigen Transformation der deutschen Industrie- und Wirtschaftsstruktur erhöhte die finanziellen Anforderungen an viele Unternehmen, nicht zuletzt in Verbindung mit signifikant gestiegenen Kapital- bzw. Finanzierungskosten. Die Herausforderungen in den globalen Handels- und Lieferketten blieben zum Teil bestehen.

Nach drei herausfordernden Wirtschaftsjahren seit Ausbruch der Corona-Pandemie sah u. a. das Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung Halle zum Jahresende einen deutlichen Anstieg des Insolvenzrisikos bei den deutschen Unternehmen.

Die moderate Wirtschaftsentwicklung veranlasste verschiedene Forschungsinstitute zu einer Herabsetzung ihrer Konjunkturprognosen: Das ifo-Institut etwa rechnete für das Geschäftsjahr 2023 mit einem leichten Rückgang des deutschen BIP i. H. v. -0,4 Prozent.

Mit dem Haushaltsurteil des Bundesverfassungsgerichts (BVerfG) zum sog. „Klima- und Transformationsfonds“ (KTF) wurde der Bundesregierung zum Jahresende eine Umwidmung von staatlichen Haushaltsmitteln zur Bekämpfung der Energiemarktkrise – und Finanzierung der Energiewende in Deutschland – aus dem sog. „Wirtschaftsstabilisierungsfonds“ (WSF) untersagt. Die WSF-

Mittel waren ursprünglich zur Bekämpfung der wirtschaftlichen und sozialen Auswirkungen der Corona-Pandemie vorgesehen. Das Urteil des BVerfG wirft wichtige Fragen zur weiteren Finanzierung der Energiewende auf, deren zügige Umsetzung zunehmend auch als Standort- und Wettbewerbsvorteil gilt. In Zusammenhang mit dem Haushaltsurteil liefen zudem auch die staatlichen Gas-, Wärme- und Strompreisbremsen für Industrie-, Gewerbe- und Privatkunden aus.

Im Rahmen des sog. „Strompreispaketes“ beschloss der Gesetzgeber im letzten Jahresquartal eine Stromsteuersenkung für das produzierende Gewerbe.

Energiemarkt und -preise

Die verhaltene konjunkturelle Entwicklung äußerte sich auch im deutschen (Primär-) Energieverbrauch. Nach vorläufigen Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. (AGEB) fiel dieser gegenüber dem Vorjahr um insgesamt -7,9 Prozent und erreichte mit rund 10.791 Petajoule (PJ) einen historischen Tiefstand. Der Verbrauchsrückgang wird im Wesentlichen auf das im Vergleich zum Vorkrisenzeitraum weiterhin gehobene Energiemarktpreisniveau und die damit einhergehenden geringeren Produktionsleistungen der energieintensiven Industrien sowie auf ein verändertes Abnahmeverhalten der Privathaushalte zurückgeführt.

Der Beitrag der EE zur deutschen Energieerzeugung erhöhte sich nach den Berechnungen der AGEB um +2,3 Prozent auf insgesamt 2.118 PJ. Dabei legten v. a. die Erzeugung aus Windkraft um rund +15 Prozent sowie die Erzeugung aus Wasserkraft um rund +11 Prozent zu.

Die Stromerzeugung aus Solarenergie stieg gegenüber dem Vorjahr um rund +1 Prozent. Der deutsche Atomausstieg und die Verringerung von Erzeugungskapazitäten im Zuge des schrittweisen Kohleausstiegs führten zu einem Rückgang der gesicherten Leistung. Erstmals seit dem Jahr 2002 wurde Deutschland wieder zum Netto-Strom-Importeur.

Im Berichtszeitraum gingen die Einkaufspreise für Energie an den Beschaffungsmärkten im Vergleich zum Vorjahreszeitraum zwar wieder deutlich zurück, hielten sich jedoch auf einem weiterhin gehobenen Niveau. Das Grundlastband Strom wurde an der EEX zu einem Durchschnittspreis i. H. v. rund 137 € pro MWh gehandelt (Vorjahr: 299 € pro MWh). Der Energieträger Gas wurde am Terminmarkt zu einem durchschnittlichen Handelspreis i. H. v. rund 54 € pro MWh vertrieben (Vorjahr: 119 € pro MWh).

Auch für das Geschäftsjahr 2023 hat der Gesetzgeber verbindliche Gasspeicherziele definiert; das für den 1. September 2023 vorgesehene Befüllungsziel wurde bereits im zweiten Jahresquartal realisiert.

II.1.2 Politische und rechtliche Rahmenbedingungen

Die wirtschaftlichen und politischen Krisenereignisse der letzten Geschäftsjahre haben zu weitreichenden Veränderungen auf den globalen und europäischen Rohstoff- und Energiemärkten geführt. Wir gehen davon aus, dass sich die angestoßenen Veränderungsprozesse mittel- bis langfristig verfestigen werden. Viele der aufgeworfenen (energie-) wirtschaftlichen Fragestellungen konnten im zurückliegenden Berichtszeitraum noch nicht vollumfänglich aufgelöst werden, jedoch haben die gemeinsamen Marktanstrengungen gezeigt, dass eine erfolgreiche Bewältigung der Herausforderungen möglich ist. Bei der Erfüllung der anstehenden (Transformations-) Aufgaben kommt den regionalen und lokalen Energieversorgern eine wichtige Rolle zu, da sie die (energie-) politischen Ziele durch konkrete Maßnahmen umsetzen werden.

Im Geschäftsjahr 2023 hat der Gesetzgeber erneut eine Vielzahl umfangreicher Gesetzesinitiativen und -vorhaben auf den Weg gebracht, die Auswirkungen auf unsere Geschäftstätigkeiten haben. Mit dem von der Bundesregierung ausgerufenen „Deutschlandtempo“ soll die Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschland gesichert und die Energie- und Klimawende beschleunigt werden.

Das sog. „Wärmeplanungsgesetz“ (Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze) legt neue rechtliche Grundlagen für die Wärmewende in Deutschland fest. Das Gesetz zum erneuerbaren Heizen, das sog. „Gebäudeenergiegesetz“ (GEG), führt darüber hinaus verschiedene (bundesdeutsche) Gesetze zusammen. Aber auch auf landespolitischer Ebene ergeben sich verschiedene Pflichten bei der Umsetzung der Wärmewende, etwa aus dem sog. „Thüringer Klimagesetz“ (ThüKliG). Dieses fordert Netzbetreiber zur Dekarbonisierung der von ihnen betriebenen Wärmenetze bis spätestens zum Jahr 2040 sowie zur Vorlage entsprechender Modernisierungs- bzw. Umstellungskonzepte auf.

Auf europäischer Ebene umfasst die Novelle der sog. „Erneuerbare-Energien-Richtlinie“ (RED III) die Ausweisung von sog. „Beschleunigungsgebieten“ sowie einschlägige materiellrechtliche Erleichterungen. Auch ist eine Inventur der nationalen Flächenpotenziale beim Ausbau der EE vorgesehen. Zudem werden der Ausbau von EE-Anlagen sowie der Netzausbau zukünftig ebenfalls auf europäischer Ebene im sog. „überragenden öffentlichen Interesse“ liegen. In Deutschland ist dies bereits über § 2 des sog. „Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ (EEG) gegeben. Für Netze und Speicher finden sich entsprechende Regelungen im EnWG.

Verschiedene staatliche Umlagen, wie etwa die KWKG- und Offshore-Netz-Umlage, wurden mit dem neuen sog. „Energiefinanzierungsgesetz“ (EnFG) auf eine neue, vereinheitlichte Rechtsgrundlage gestellt. Die deutsche EEG-Umlage wurde zum 1. Januar 2023 vollständig abgeschafft. Das EnFG schafft zudem erstmals einen nationalen Rechtsrahmen zur Förderung von grünem Wasserstoff (H₂). Mit den geplanten Änderungen am EnWG wird es zukünftig eine gemeinsame Netzentwicklungsplanung für Erdgas- und H₂-Netze in Deutschland geben. Darüber hinaus hat die BNetzA für den Strombereich im Rahmen eines Festlegungsverfahrens neue Anforderungen zur netzdienlichen Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und Netzan schlüssen nach § 14a EnWG erlassen. Diese sind am 1. Januar 2024 in Kraft getreten.

Ferner trat das sog. „Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften“ in Kraft. Im Zuge dieser EnWG-Novelle hat die BNetzA sowohl im Strom- als auch im Gasbereich zusätzliche, noch weitreichendere Kompetenzen und Festlegungsbefugnisse in der Netzregulierung erhalten und kann nun leichter von bisher geltenden Vorgaben abweichen und Anpassungen des Regulierungsrahmens vornehmen.

Im Berichtszeitraum hat die Bundesregierung verschiedene Digital- bzw. Internetgesetze an europäische Vorgaben angepasst und zur Umsetzung der sog. „Gigabitstrategie“ u. a. das sog. „TK-Netzausbau-Beschleunigungs-Gesetz“ (Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus von Telekommunikationsnetzen) auf den Weg gebracht. Zudem trat das sog. „Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende“ (GNDEW) in Kraft, das den Rollout von iMSys in Zusammenhang mit der Energiewende beschleunigen soll.

Das Haushaltsurteil des BVerfG zum KTF (bzw. zur Umwidmung hierin enthaltener Mittel aus dem WSF für den Ausbau der EE) warf weitreichende Fragen zur öffentlichen Absicherung der anstehenden, energiewendebedingten Investitionsausgaben auf. Mit den Plänen der Bundesregierung zur Haushaltskonsolidierung kommt es zu erheblichen (Subventions-) Kürzungen anstehender Klima- und Transformationsprojekte, etwa durch den Wegfall des geplanten, milliardenschweren staatlichen Netz-entgeltzuschusses im Strombereich. In Zusammenhang mit dem BVerfG-Urteil liefen zudem u. a. auch die staatlichen Energiepreisbremsen aus, deren Verlängerung ursprünglich bis zum 31. März 2024 vorgesehen war.

II.2 Geschäftsverlauf

II.2.1 Energieerzeugung und Wärme

II.2.1.1 Konventionelle Strom- und Wärmeerzeugung

Aktuelle Entwicklungen im Erzeugungs- und Wärmegeschäft

Der Atom- und der geplante Kohleausstieg führen zu einer Verknappung der gesicherten Leistung am deutschen Strommarkt. Mit der Zunahme der Erzeugung aus den volatilen EE steigt jedoch der Bedarf an kurzfristig verfügbarer Leistung; womit auch die Energieerzeugung und -einspeisung aus hochflexiblen Gaskraftwerken an Bedeutung gewinnt. Insbesondere in Zeiten sog. „Dunkelflauten“ sollen diese die Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen ergänzen und der Versorgungssicherheit dienen. Die Anlagen sind zudem ein wichtiges Element zur Gewährleistung der Stromnetzstabilität.

Die Energie- und Klimawende spiegelt sich für uns daher, neben der Ausweitung des PV- und Windkraftgeschäftes, auch im (klimaneutralen) Aus- bzw. Umbau unserer konventionellen Erzeugungsanlagen sowie in der Transformation der vor- und nachgelagerten energiewirtschaftlichen Prozesse wider.

Modernisierung und Umstellung konventioneller Kraftwerksanlagen

Im Geschäftsjahr 2023 haben wir verschiedene strategische bzw. operative Maßnahmen zur Modernisierung und Umstellung unserer Kraftwerkskapazitäten zur klimafreundlichen – und mittel- bis langfristig klimaneutralen – Strom- und (Fern-) Wärmeversorgung in Thüringen umgesetzt.

Der Erzeugungsschwerpunkt unserer klimafreundlichen Fernwärmeversorgungsinfrastruktur liegt am Standort des HKW Jena. Dort erhöht die neue, hocheffiziente Gasmotorenreihe deutlich die Flexibilität, den Wirkungsgrad und die Gesamteffizienz der Kraftwerksanlage und führt, als idealer Komplementär zu den volatilen EE, darüber hinaus auch wirtschaftliche Vermarktungsvorteile mit sich. Nach einer erfolgreichen Probeeinspeisung haben wir im Berichtszeitraum die notwendigen Voraussetzungen für die Aufnahme des Dauerbetriebes

voraussichtlich im ersten Halbjahr 2024 geschaffen. Im Geschäftsjahr 2023 erging zudem der Zulassungsbescheid für die KWK-Zuschlagssumme zu unserer neuen Druckwärmespeicheranlage. In der Errichtung einer sog. „Power-to-Heat-Anlage“ (PtH) liegt ein weiterer wesentlicher Investitionsmeilenstein. Darüber hinaus sind die Errichtung einer 2., vollständig H₂-fähigen Gasmotorenreihe und die Systemintegration einer leistungsstarken Flusswasser-Wärmepumpe in Prüfung.

Für den Standort HKW Rudolstadt/Schwarza entwickeln wir gemeinsam mit einem Dienstleister derzeit ein neues Standortkonzept, das eine umfassende Modernisierung des Anlagenbestandes sowie entsprechende Pläne zur grünen Fernwärmeversorgung vorsieht. Mit einem Großkunden wurde zudem eine langfristige Partnerschaft im Bereich H₂ beschlossen.

Am Standort des HKW Bad Salzungen wird künftig ein neuer Elektrodenkessel den Effizienzwert und die Flexibilität der Kraftwerksanlage steigern und zu entsprechenden Vermarktungsvorteilen führen. Die Fertigstellung ist im Folgejahr geplant. Ferner wurde im Berichtszeitraum mit der Prüfung der Abwärmeeinspeisung durch ein lokales Industrieunternehmen in das Fernwärmenetz begonnen. Zudem ist in Bad Salzungen die Errichtung einer Solarthermieanlage zum Ausgleich von Netzverlusten in der Heizperiode vorgesehen.

Branchenkooperation klimaneutrale Fernwärmeversorgung

Im Berichtszeitraum haben wir unsere Umstellungs- bzw. Anpassungskonzepte zur klimaneutralen Ausgestaltung der von uns betriebenen Fernwärmenetze konkretisiert, und unsere Projekterfahrungen mit denen verschiedener Branchenpartner in Thüringen diskutiert, ausgetauscht und gebündelt. An unseren Projekten sind zahlreiche Thüringer Energie- bzw. Fernwärmeversorgungsunternehmen, ihre Netzbetreiber sowie weitere Dienstleister beteiligt. Die Identifizierung technischer Anforderun-

gen und Abschätzung anzusetzender Wärmege-
stehungskosten erfolgen dabei im Verbund, die
konkrete Erstellung der netzspezifischen Trans-
formationspfade wird durch das jeweils vor Ort
zuständige Versorgungsunternehmen realisiert.
Über die TWS haben wir Anpassungskonzepte für
das Fernwärmenetz in Bad Salzungen sowie das
Netz im Industrie- und Gewerbegebiet Schwarza
vorgelegt. Sowohl in Bad Salzungen als auch in
Rudolstadt/Schwarza soll eine klimaneutrale Um-
stellung nach § 8 Abs. 5 ThüKliG erfolgen.

Als aktiver Branchenpartner unterstützen wir die
Transformation der öffentlichen (Fern-) Wärmever-
sorgung und stehen den Thüringer Kommunen so-
wie kleineren und mittelständischen Unternehmen
für entsprechende Projektanfragen zur Verfügung.

Im Rahmen unserer Quartiersprojekte setzen wir
zur Umsetzung einer dezentralen, klimafreund-
lichen (Fern-) Wärmeversorgung auf entsprechende
Branchenkooperationen, u. a. mit den Thüringer
Stadtwerken und verschiedenen Unternehmen aus
dem Bereich der Wohnungswirtschaft.

Kommunale Wärmeplanung

Im Geschäftsjahr 2023 haben sich zahlreiche Thür-
inger Kommunen und Verwaltungsgemeinschaften
mit der KWP auseinandergesetzt. Das sog. „Wärme-
planungsgesetz“ verpflichtet alle Städte und Gemein-
den in Deutschland bis spätestens 2028 zur Auf-
stellung von kommunalen Wärmeplänen – und ver-
weist auf notwendige Anpassungen von Gesetzen
und Regeln, ohne jedoch entsprechende Details
festzuschreiben. Im Berichtszeitraum haben wir
notwendige Vorbereitungen getroffen, um die
Thüringer Kommunen ab dem kommenden Ge-
schäftsjahr im Rahmen der klimaneutralen (Fern-)
Wärmeversorgung bei der KWP unterstützen zu
können. Unsere Erfahrungen dienen als Ausgang-
punkt für die gemeinsame Projektplanung, da bei
der KWP der Weiterentwicklung von bestehenden
Fernwärmenetzen eine besondere, wenngleich
nicht ausschließliche, Bedeutung zukommt.

Am Standort unseres HKW Jena haben wir im
Geschäftsjahr 2023 mit dem ortsansässigen Netz-
betreiber eine Interessensbekundung zur Dekarbo-
nisierung der Fernwärmeversorgung geschlossen.
Vor dem Hintergrund der verschiedenen gesetzli-
chen Anforderungen, die sich u. a. aus dem ThüKliG,
dem GEG und dem sog. „Wärmeplanungsgesetz“ er-
geben, streben wir eine nachhaltige und für unsere
Kunden wirtschaftlich tragfähige Transformation
der Bestandsanlagen an.

Zur Unterstützung unserer Kommunen bei der
KWP haben wir im Berichtszeitraum u. a. ein ent-
sprechendes Musterkonzept erarbeitet sowie –
beispielsweise über die sog. „Richtlinie zur Förde-
rung von Klimaschutzprojekten im kommunalen
Umfeld“ – erste Fördermittelanträge gestellt.

Erwerb notwendiger Emissionszertifikate

Das EU-Programm „Fit for 55“ forciert die grüne
Energie- und Wärmetransformation. Die Abschmel-
zung kostenfreier und versteigerter Emissions-
zertifikate im europäischen Emissionshandels-
system (EU-EHS) nimmt unsere Branche und die
energieintensiven Industrien dabei in die Pflicht,
Treibhausgasemissionen besonders schnell zu
reduzieren. Das Ziel für den EU-EHS-Sektor liegt
bei -61 Prozent bis 2030 gegenüber -40 Prozent
in der allgemeinen Zielvorgabe.

Die Beschaffung der Zertifikate in der vierten euro-
päischen Emissionshandelsperiode verlief für uns
planmäßig, auch bei den CO₂-Zertifikaten hat sich
unsere langfristige Beschaffungsstrategie bewährt.

II.2.1.2 Erneuerbare Energieerzeugung

Die Erzeugung aus EE wollen wir zügig ausbauen und unseren konventionellen Erzeugungs- und Vertriebsaktivitäten mittel- bis langfristig mindestens gleichstellen. Zur Umsetzung der Energiewende und Erreichung der politischen Ziele fehlt es jedoch an neu ausgewiesenen Flächenpotenzialen z. B. für den Bau von Windkraftanlagen. In verschiedenen Aufgabenbereichen dauern zudem die mitunter sehr aufwendigen Planungs- und Genehmigungsverfahren an. Neben dem Bau der EE-Anlagen selbst sind etwa für die Errichtung einer neuen Hochspannungsleitung mehrere Jahre Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeit einzuplanen.

Im Geschäftsfeld Windkraft erfolgt die Energieerzeugung über die WKT, an der die TEAG insgesamt 7,1 Prozent der direkten Anteile hält. Die WKT bündelt Kompetenzen bei der Errichtung und dem Betrieb von Windenergieprojekten. Der Geschäftszweck der Gesellschaft umfasst zudem auch die Planung und Errichtung größerer PV-Projekte und zugehöriger Infrastrukturanlagen (incl. entsprechender Speichertechnologien) sowie die Entwicklung und Vermarktung von Grünstrom-PPA-Modellen, sog. „Power Purchase Agreements“, aus eigenen Wind- und PV-Anlagen. In Nordthüringen verfolgt die WKT gemeinsam mit weiteren regionalen Partnern und mit Unterstützung der TSO ein PV-Freiflächenprojekt im Umfang von 20 MW. Im Berichtszeitraum wurden zudem verschiedene Kooperationsprojekte in strategischen Partnerschaften mit Projektentwicklern vorangetrieben. Ein Windpark mit rund 16 MW Leistung befindet sich derzeit in der Kaufverhandlung. Im „Windjahr“ 2023 führten die Entwicklungen am Strommarkt größtenteils wieder zu Marktwerten unterhalb der EEG-Vergütungssätze.

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 Komplettdienstleister Beschaffung, Planung und Bau von PV-Anlagen in Thüringen und im näheren Umkreis. Im Geschäftsjahr hat die Gesellschaft eine Zielgrup-

penerweiterung und Ausweitung des PV-Geschäfts im Bereich der mittleren Leistungsgröße vorgenommen. Infolge anhaltender Materialengpässe hat die TSO ihre Material- und Einkaufspolitik überarbeitet und stärker an die Einkaufs- bzw. Lagerstrukturen der TEAG gebunden. Durch entsprechende Rahmenverträge konnten Produktionskapazitäten direkt bei verschiedenen Herstellern gesichert werden.

Im Berichtszeitraum erfolgte über die TSO der Bau mehrerer mittelgroßer, eigenwirtschaftlicher Anlagen, u. a. in Eisenach, Veilsdorf und Nordhausen. Zudem wurde am Erfurter Kreuz mit der Umsetzung eines PV-Großprojektes im Umfang von mehr als 5 MWp begonnen.

Für Geschäftstätigkeiten im Privatkundenbereich ist die eness zuständig. Die Gesellschaft projiziert Solaranlagen bis 30 kWp. Die Innosun übernimmt in unserer Unternehmensgruppe deutschlandweit die Entwicklung und Errichtung großer PV-Freiflächenprojekte für Industrie- und Gewerbekunden.

II.2.1.3 Erzeugungsdaten

Der Beitrag unserer konventionellen Kraftwerke zur Stromerzeugung an den Standorten Jena, Bad Salzungen, Grabe, Merxleben, Ibenhain, Rudolstadt/Schwarza sowie der dezentralen Wärme-Contracting-Anlagen lag im Geschäftsjahr bei 410,0 GWh (Vorjahr: 428,5 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 945,8 GWh Wärme bzw. Dampf (Vorjahr: 961,8 GWh). Die installierte Gesamtleistung der konventionellen Erzeugungsanlagen belief sich im Berichtsjahr auf 783,2 MWp (thermisch) bzw. 243,8 MWp (elektrisch). Die regenerativen Erzeugungsanlagen generierten insgesamt 13,4 GWh Strom (Vorjahr: 12,0 GWh). Dabei erzeugten unsere Laufwasserkraftwerke in Spichra, Mihla und Falken 10,9 GWh Strom (Vorjahr: 9,1 GWh). Die PV-Anlagen erzeugten 2,5 GWh Strom (Vorjahr: 2,9 GWh).

II.2.2 Strom- und Gasnetz

II.2.2.1 Netzregulierung

Energiewende und Herausforderungen im Netzgeschäft

Der Ausbau der EE bzw. die Weiterverteilung der dezentral erzeugten Mengen erfordert auf allen Spannungsebenen erhebliche Investitionen im Netzbereich. Laut der Energiatechnik GmbH rechnen allein die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) bis 2030 mit einem energiewendebedingten Investitionsbedarf von mehr als 120 Mrd. €, hinzu kommen rund 50 Mrd. € auf Ebene der VNBs. Der Aufbau eines geeigneten H₂-Netzes wird aller Voraussicht nach ebenfalls einen zweistelligen Milliardenbetrag binden. Auch die von der TEN auf der Grundlage der Klimaziele der Bundesregierung erstellten umfassenden Analysen zur weiteren Entwicklung der Last- und Einspeisesituation in ihren Netzen zeigen den signifikant erhöhten Ausbaubedarf. Im Stromnetz plant die TEN mit einer Verdopplung des Investitionsniveaus bis 2028 auf jährlich rund 140 Mio. €. Hohe Investitionssummen werden aber nicht allein für den Netzaus- und -umbau, sondern auch in anderen Bereichen der Energiewirtschaft, wie etwa der Erzeugung, benötigt. Der Verfügbarkeit von ausreichend hohem Investitionskapital zur Finanzierung kommt daher eine zentrale Bedeutung zu.

Im Netzgeschäft hängt die Sicherung der finanziellen Mittel nicht zuletzt von den durch die Regulierungsbehörden vorgesehenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Investitionen ab. Dies betrifft v. a. die von der BNetzA zugestandene Eigenkapitalverzinsung für Strom- und Gasnetzbetreiber sowie die Festlegungen zur konkreten Ausgestaltung der Erlösobergrenzen. Obwohl sich die volkswirtschaftlichen Rahmenbedingungen in den vorangegangenen Geschäftsjahren mit Ausbruch der Corona- sowie der Ukraine- und Energiemarktkrise deutlich – und aller Voraussicht nach auch nachhaltig – gewandelt haben, liegt der Betrachtungs- bzw. Berechnungsmaßstab für die neuen Regulierungsperioden mit den beiden sog. „Fotojahren“ 2020 (Gas) und 2021 (Strom) in der Vergangenheit. Dies führt zu beträchtlichen Investitionshemmnissen, u. a. beim Personalaufbau für die anstehende Investitionsabwicklung. Die sog. „Anreizregulierung“ muss die

energiewendebedingten und sich verändernden Rahmenbedingungen besser abbilden können.

Nach einer erfolgreichen Musterbeschwerde gegen die für die 4. Regulierungsperiode im Strom- und Gasbereich festgelegten Eigenkapitalzinssätze, an der sich auch die TEN beteiligt hatte, hob das OLG Düsseldorf die entsprechenden Festlegungen der BNetzA im Berichtszeitraum auf, und verpflichtete diese zur Neufestlegung der Eigenkapitalverzinsung. Gegen dieses Urteil hat die BNetzA Rechtsbeschwerde beim BGH eingelegt. Das Verfahren war zum Stichtag noch nicht abgeschlossen. Die TEN hat in diesem Zusammenhang bei der BNetzA einen Antrag auf Neufestlegung der Eigenkapitalzinssätze im Strom- und Gasbereich unter Berücksichtigung der veränderten volkswirtschaftlichen Rahmenbedingungen, insbesondere der aktuellen Kapitalmarkt- bzw. Zinsentwicklung gestellt.

Im Gasbereich erging durch die BNetzA die Mitteilung des sog. „Effizienzwertes“ für die 4. Regulierungsperiode. Mehreren Rechtsbeschwerden von Gasverteilnetzbetreibern gegen den Effizienzvergleich der 3. Regulierungsperiode gab der BGH im Berichtszeitraum statt. Dies könnte Auswirkungen auf den Effizienzwert für die 4. Regulierungsperiode im Strom- und Gasbereich haben.

Bereits im Vorjahreszeitraum hatte der Gesetzgeber das sog. „Strompreisbremsengesetz“ verabschiedet. Das Gesetz verpflichtete Betreibende von Stromerzeugungsanlagen dazu, Abschöpfungsbeträge an die Netzbetreiber zu zahlen, welche diese an die ÜNB weitergeleitet haben. Die Abschöpfungsbeträge sollen der Finanzierung der Gas- und Strompreisbremse dienen. Im Geschäftsjahr 2023 hat die TEN die prozessuale Abwicklung der Übergewinnabschöpfung neben ihrer regulären Geschäftstätigkeit erfolgreich umgesetzt.

Jährliche Anpassung der Erlösobergrenzen

Das Geschäftsjahr 2023 entfiel im Stromnetz auf das fünfte Jahr der 3. (2019–2023), im Gasnetz auf das erste Jahr der 4. Regulierungsperiode (2023–2027). Im Strombereich stieg die Erlösobergrenze gegenüber dem Vorjahr um +8,4 Prozent. Wesentliche Kostensteigerungen erfolgten hier im Rahmen der Beschaffung von Verlustenergie sowie im Bereich der Kapitalkosten. Die Erlösobergrenze im Gasbereich stieg gegenüber dem Vorjahr um +11,0 Prozent an. Hier ergaben sich wesentliche Kostensteigerungen v. a. aus vorgelegerten Netzkosten.

Verfahren zur Festlegung der Erlösobergrenzen

Der Berichtszeitraum wurde durch verschiedene Festlegungsverfahren zur Ermittlung der jeweiligen Erlösobergrenzen im Strom- und Gasbereich sowie durch diverse Gerichtsentscheidungen mit maßgeblichem Einfluss auf das regulierte Netzgeschäft geprägt.

Im **Stromnetz** fand die Anhörung zu den von der BNetzA anerkannten Kosten für die 4. Regulierungsperiode statt. Zudem erging die Überleitungsrechnung zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten. Im Vorjahr war durch die TEN die Antragstellung des entsprechenden Kostenprüfungsantrages sowie die Datenerhebung für die Bestimmung und Festlegung des Effizienzwertes erfolgt. Im Berichtszeitraum wurden zudem sowohl der Antrag zur Ermittlung und Auflösung des Regulierungskontos 2022 als auch der Antrag auf Kapitalkostenaufschlag für das Geschäftsjahr 2024 gestellt. Im ersten Quartal 2023 erfolgte die Datenerhebung zur Bestimmung des sog. „Qualitätselements“ zur Berücksichtigung in der Erlösobergrenze 2024, für welches gegen Jahresende 2023 die Anhörung stattfand.

Die endgültigen Festlegungen zum Qualitätselement 2024, dem Effizienzwert und zu den Erlösobergrenzen für die 4. Regulierungsperiode sowie die Anhörungen und endgültige Genehmigung zum Regulierungskonto standen zum Stichtag noch aus.

Im **Gasnetz** erfolgte die Anhörung zur Festlegung der Erlösobergrenzen für die 4. Regulierungsperiode sowie die Mitteilung des Effizienzwertes durch die BNetzA. Durch die TEN wurden darüber hinaus der Antrag zur Ermittlung und Auflösung des Regulierungskontos 2022 sowie der Antrag zur Genehmigung des Kapitalkostenaufschlages für 2024 gestellt. Des Weiteren erfolgten die Anhörung und der Beschluss zum Antrag für das Regulierungskonto 2018.

Mit der sog. „KANU“-Festlegung gewährt die BNetzA auf ab dem Jahr 2023 aktivierte Investitionen in Erdgasleitungsinfrastrukturen kürzere Nutzungsdauern. Die kalkulatorischen Abschreibungen können bis zum Jahr 2045 erfolgen. Hinsichtlich der sog. „VOLKER“-Festlegung werden bestimmte Kostenpositionen darüber hinaus als sog. „volatile Kosten“ anerkannt.

Mit der EnWG-Novelle hat die BNetzA u. a. ein Festlegungsverfahren zur Neuregelung des sog. „kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes“ für Neuanlagen im Kapitalkostenaufschlag eingeleitet. Zudem wurde beschlossen, die ÜNB- und Fernleitungsnetzbetreiber-Regelung für die sog. „Fremdkapitalzinsersetzung“ im Kapitalkostenaufschlag auf die VNB zu übertragen.

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 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. Im Berichtszeitraum wurden die präventiven Verfahrensregelungen und Krisenpläne weiter fortgeschrieben und aktualisiert. Die Pläne betreffen u. a. die Beherrschung einer potentiellen Gas- bzw. Strommangellage sowie die Abwehr von Umweltrisiken in Form von Extremwetterlagen. Im Rahmen der Krisenabwehr fand im Berichtsjahr ein erfolgreicher Hochwassereinsatz im Katastrophengebiet Windehausen statt. Darüber hinaus wurden verschiedene IT-Sicherheitsmaßnahmen auf den Weg gebracht. Durch die BNetzA wurde zudem ein Überwachungsaudit des Informationssicherheits-Managementsystems (ISMS) der TEN durchgeführt, das erfolgreich abgeschlossen wurde.

Anforderungen der Energiewende an Netzsteuerung und -führung

Die Energiewende steht für große Veränderungen im Netzbetrieb. Der Umbau der Erzeugungslandschaft führt in weiten Teilen zu einer Verschiebung der Systemverantwortung auf die Ebene der VNBs. Mit der Zunahme von dezentralen Einspeisern in den Verteilnetzen werden systemische Herausforderungen, wie die Spannungshaltung und die Erbringung von Regelleistung, zunehmend komplexer. Der Zuwachs der Einspeiseleistung aus EE, die voranschreitende Elektrifizierung im Verkehrs- und Wärmebereich und u. a. auch der Einsatz von Stromspeichern machen die Entwicklung und erfolgreiche Implementierung von sog. „Redispatchprozessen“ essenziell. Diese sollen, vor dem Hintergrund einer zunehmend diversifizierten,

dezentralen Einspeiser- bzw. Erzeugungslandschaft, eine ganzheitliche und stabile Systemführung auf allen Spannungsebenen ermöglichen. Im Rahmen des sog. „Redispatch 2.0“ arbeiten wir an der Entwicklung, Implementierung und fortlaufenden Verbesserung entsprechender Netzsteuerungs- und -führungsmethoden. Dabei ergreifen wir gezielt die Chancen der Digitalisierung und verknüpfen diese mit benachbarten Geschäftsfeldern unserer Unternehmensgruppe, etwa durch den Einsatz von iMSys, welche u. a. auch die Feststellungs- und Prognosemöglichkeiten von Netzengpässen erweitern. Zur zügigen Umsetzung der neuen Festlegungen der BNetzA zur netzdienlichen Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und Netzanschlüssen nach § 14a EnWG hat die TEN ein entsprechendes Projekt gestartet.

Aufbau eines 450-MHz-Funknetzes

Den Aufbau des neuen, bundesweiten 450MHz-Funknetzes treiben wir als Gemeinschaftsaufgabe zusammen mit anderen deutschen Energieversorgungsunternehmen über unsere Beteiligung an der 450MHz Beteiligung GmbH, Erfurt, voran. Das 450-MHz-Funksystem ermöglicht die sichere Informationsübertragung zur zielgerichteten Steuerung von Netzprozessen. Mit dem voranschreitenden Ausbau einer dezentralen Energieversorgung gewinnt die Netzsteuerung zunehmend an Bedeutung. Mit der neuen Technologie kann im Strombereich beispielsweise eine bessere Überwachung und Steuerung von Einspeiseanlagen, Schalthäusern und Mittelspannungsstationen erfolgen. Im Gasbereich gehören die Überwachung und Steuerung von Gasmengen- und Druckregelungsanlagen zum Anwendungsgebiet. Mögliche Zusatzanwendungen der 450-MHz-Funktechnologie liegen etwa im dynamischen Laden von Elektrofahrzeugen und dem Steuern variabler Lasten wie Wärmepumpen.

Im Geschäftsjahr 2023 haben wir verschiedene strategische Weichen zur organisatorischen Einbindung der neuen Technologie in die Geschäftsaktivitäten der TEAG-Unternehmensgruppe gestellt, und auch den operativen 450-MHz-Netzausbau vorangetrieben. Die TNK übernimmt zukünftig den Vertrieb verschiedener 450-MHz-Funkdienstprodukte und entwickelt hierzu eine entsprechende Vertriebsstrategie. Den operativen Netzausbau hat die TEN fortgeführt, sodass sich zum Stichtag insgesamt 13 Funkstandorte im Wirkbetrieb befanden, 6 weitere Neubau-Funkstandorte wurden fertiggestellt. Insgesamt ist geplant, mehr als 70 Funkmasten in ganz Thüringen zu errichten.

II.2.2.3 Dienstleistungen und Maßnahmen im nicht-regulierten Bereich

Im nicht-regulierten Bereich bieten wir unseren Kunden ein umfangreiches (Netz-) Dienstleistungsangebot, welches u. a. die Konzeption, Errichtung und Instandhaltung individueller Kunden-Anlagen sowie zahlreiche (Beratungs-) Dienstleistungen für Stadtwerke und andere Netzbetreiber umfasst. Im Geschäftsjahr 2023 lag ein Schwerpunkt auf der Realisierung von Netzanschlusslösungen für Einspeiser aus EE. In enger Zusammenarbeit mit den Thüringer Kommunen entwickelt die TEN, neben der Wartung und Modernisierung bestehender Anlagen, zudem maßgeschneiderte, energieeffiziente und umweltfreundliche Straßenbeleuchtungskonzepte auf Grundlage modernster LED-Technologie. Vor dem Hintergrund des gehobenen Energiepreinsniveaus hielten die Modernisierungsanfragen und Anfragen zur Errichtung neuer, energieeffizienter Beleuchtungsanlagen an. Im Berichtszeitraum wurden insgesamt 442 (Vorjahr: 596) neue Lichtpunkte abgerechnet sowie 111 (Vorjahr: 497) Lichtpunkte energetisch saniert. Der Rückgang ist im Wesentlichen auf den hohen Sanierungsgrad der Vorjahre zurückzuführen. Im Rahmen von langfristigen Serviceverträgen wurden über die TEN thüringenweit insgesamt rund 8.243 (Vorjahr: 9.822) Lichtpunkte in verschiedenen

Betreibermodellen geführt. Der Rückgang ist im Wesentlichen auf das Auslaufen verschiedener Contracting-Verträge zurückzuführen.

In den Bereichen Mittel- und Niederspannung sowie Straßenbeleuchtung erhielt die TEN im Geschäftsjahr 2023 im Rahmen von Werkleistungsverträgen Aufträge im Wert von insgesamt 4,7 Mio. €.

II.2.2.4 Netzabsatz und Einspeisung

Stromnetz

Die Absatzmenge incl. Netzverluste und Betriebsverbrauch über das Stromnetz betrug im Geschäftsjahr insgesamt 9.840,5 GWh und lag damit leicht unter der Vorjahresmenge (10.011,1 GWh).

Der Netzabsatz bewegte sich mit insgesamt 9.508,7 GWh leicht unter dem Vorjahresniveau (9.686,4 GWh). Beim Netzkundenabsatz an Weiterverteiler, RLM- und SLP-Kunden ergab sich ein Mengenrückgang i. H. v. -3,3 Prozent bzw. -289,5 GWh. Der Rückgang ist im Wesentlichen auf preis- und temperaturbedingte Einsparungseffekte bei den Endverbrauchern sowie einen weiteren Zubau von EEG-Anlagen zurückzuführen.

Im Geschäftsjahr stieg die Einspeisung aus EE gegenüber dem Vorjahr um +184,3 GWh auf insgesamt 4.844,8 GWh an. Infolge des vergleichsweise windreichen Frühjahres und Herbstes nahm mit einem Zuwachs von +255,3 GWh insbesondere die Einspeisung im Bereich Windkraft zu. Gegenläufig nahmen die PV-Einspeisung um -38,3 GWh und die Einspeisung im Bereich Biomasse um -41,0 GWh leicht ab. Der Rückgang der PV-Einspeisung begründet sich aus vergleichsweise sonnenarmen Wetterverhältnissen und der zunehmenden Nutzung von Stromspeichern in Verbindung mit einem Anstieg beim Eigenverbrauch. Im Netzgebiet wurden im Berichtszeitraum Strommengen aus EE mit einem Volumen von 4.302,6 GWh (Vorjahr: 4.058,4 GWh) und damit 88,8 Prozent des eingespeisten EEG-Stroms direkt vermarktet.

Die Netzeinspeisung aus KWK-Anlagen stieg im Berichtszeitraum um +41,7 GWh auf insgesamt 322,8 GWh an. Im Anstieg spiegelt sich v.a. die Probeeinspeisung der neu in Betrieb genommenen Gasmotorenanlage am Standort des HKW Jena wider.

Infolge der höheren dezentralen Einspeisung sank die Netzeinspeisung aus vor- und nachgelagerten Stromnetzen um -532,9 GWh (-13,3 Prozent).

Gasnetz

Die gesamte Absatzmenge incl. Betriebsverbrauch über das Erdgasversorgungsnetz betrug im Geschäftsjahr 7.733,6 GWh und lag damit um -7,7 Prozent unter der Vorjahresmenge (8.382,4 GWh).

Wie im Strombereich wurde der Rückgang im Wesentlichen durch preis- und temperaturbedingte Einsparungseffekte bedingt. Bei den leistungsgemessenen Kunden kam es zu einer Abnahme i. H. v. -12,9 Prozent. Im Bereich der SLP-Kunden kam es zu einem Mengenrückgang i. H. v. -6,6 Prozent. Bei den Weiterverteilern war eine Abnahme der abgesetzten Menge i. H. v. -5,0 Prozent zu verzeichnen.

Aufgrund des geringeren Netzabsatzes sank die Netzeinspeisung um -648,8 GWh. Der Mengenbezug von vorgelagerten Netzbetreibern ging um -792,1 GWh (-10,5 Prozent) zurück.

Erneuerbare Energien

Im Geschäftsjahr 2023 setzte sich die gestiegene Nachfrage nach Anschlüssen von Erzeugungsanlagen auf Grundlage regenerativer Quellen fort. Insgesamt wurden +13.568 EE-Anlagen neu angemeldet sowie der Anschluss von +8.564 Anlagen bearbeitet. Weitere Anlagen wurden bereits an das Netz angeschlossen und können einspeisen, sind lediglich noch nicht abschließend dokumentiert. Zur weiteren Beschleunigung der Antragsbearbeitung wurden im Berichtszeitraum zusätzliche Maßnahmen auf den Weg gebracht. Weiterhin wurden 30.633 EE-Anlagen vergütet, wobei davon 475 aufgrund fehlenden Anspruchs oder sonstiger

Gründe, wie z. B. fehlender Antragsunterlagen oder Vergütungsverzichts, eine sog. „Null-Vergütung“ erhalten haben.

Im Berichtszeitraum speisten insgesamt 31.356 Anlagen (Vorjahr: 25.824 Anlagen) mit einer installierten Gesamtleistung von 3.791 MW (Vorjahr: 3.190,7 MW) in das von der TEN betriebene Netz ein. Der Anteil der eingespeisten Energiemenge aus EE am Netzabsatz ohne Rückspeisung und ohne Mehr- bzw. Mindermengen lag bei insgesamt 56,9 Prozent (Vorjahr: 52,9 Prozent).

Im Geschäftsjahr gab die 50Hertz Transmission GmbH, Berlin, 158 Aufrufe (Vorjahr: 81) zur Abregelung von Einspeiseleistung nach dem EnWG aus. Die Gesamtdauer der Einspeisemanagementmaßnahmen betrug rund 556 Stunden (Vorjahr: 351). Dabei wurden insgesamt 50.847 MWh (Vorjahr: 44.508 MWh) Einspeisearbeit abgeregelt. Die TEN veranlasste 124 Abschaltmaßnahmen (Vorjahr: 41) mit einer Gesamtdauer der Maßnahmen von rund 651 Stunden (Vorjahr: 444). Die vergleichsweise große Zunahme der Abschaltmaßnahmen lag zum Teil an der Auslastung einzelner Umspannwerke im Zusammenhang mit dem EE-Ausbau. Dabei wurden insgesamt 2.098 MWh (Vorjahr: 2.627 MWh) Einspeisearbeit abgeregelt. Der Anteil der von der TEN abgeregelter Energiemenge an der EEG-Gesamteinspeisung lag bei 0,04 Prozent.

II.2.2.5 Konzessionsmanagement

In 2023 haben wir die Geschäftsanbahnungsprozesse zur anstehenden Ausschreibungsperiode auslaufender Strom-Konzessionsverträge vorangetrieben und uns der Wiedererlangung auslaufender Konzessionsverträge im Strom- und Gasbereich gewidmet. Der anstehende, komplexe Konzessionsprozess im Strombereich mit seinen Vergabeverfahren erfordert den frühzeitigen Aufbau einer projektspezifischen Ablauforganisation. Mit der neuen Ausschreibungsperiode rechnen wir mit der Bearbeitung von Konzessionsvergabeverfahren im dreistelligen Bereich.

II.2.3 Energievertrieb

II.2.3.1 Entwicklungen im Vertriebsbereich

Das Vertriebsgeschäft wurde auch im Geschäftsjahr 2023 durch das gehobene Preisniveau an den Beschaffungsmärkten für Energie geprägt. Hinzu kamen umfangreiche Veränderungen zahlreicher staatlich und regulatorisch veranlasster Preisbestandteile. In Verbindung mit der operativen Umsetzung bzw. Abrechnung der im Vorjahr beschlossenen Energiepreisbremsen im Gas-, Wärme- und Strombereich (sowie der sog. „Dezember-Soforthilfe“) führte dies zu einer starken Auslastung unserer IT-, Organisations- und Mitarbeiterkapazitäten. Vor dem Hintergrund der vielzähligen und -schichtigen Marktveränderungen haben wir den Informationsaustausch mit unseren Geschäftspartnern noch einmal deutlich erhöht und unseren Kunden umfangreiche Gesetzes- und Abrechnungsinformationen zur Verfügung gestellt. Das Kontaktaufkommen in unserem Kundenservicecenter lag, wie auch schon im Vorjahr, auf einem deutlich überdurchschnittlich hohen Niveau.

Im Geschäftsjahr 2023 haben wir unsere Kunden zuverlässig mit Energie versorgt, wobei das gehobene Preisniveau an den Beschaffungsmärkten weiterhin Einfluss auf unseren Energievertrieb hat. Hierdurch kam es u. a. auch zu einem preisbedingten Anstieg der Umsatzerlöse. Die Kontrahierung ausreichender Strom- und Erdgasmengen zur Gewährleistung einer hohen Versorgungsqualität hat für uns höchste Priorität. Im Berichtszeitraum wurden unsere Vertrags-, Produkt- und Preisbedingungen kontinuierlich überprüft und an die entsprechenden Marktbedingungen angepasst.

Im **Privatkundengeschäft** führte die Umsetzung der Gas-, Wärme- und Strompreisbremse detailreiche Organisations- und IT-Prozesse mit sich

und zu einer starken Auslastung unserer Mitarbeiter. Infolge der gestiegenen Beschaffungskosten wurden bei Kundenverträgen mit auslaufenden Preisgarantien im Strom- und Gasbereich entsprechende Preisanpassungen notwendig.

Das **Geschäftskundensegment** wurde ebenfalls von einem hohen Informations- und Beratungsbedarf hinsichtlich der Umsetzung der Gas-, Wärme- und Strompreisbremse sowie der geplanten Senkung der Stromsteuer für alle Unternehmen des produzierenden Gewerbes geprägt. Zudem wurde vermehrt nach Liefermodellen mit hoher Abnahmeflexibilität und Spotmarktorientierung gefragt.

Im Vertriebsgeschäft mit den **Stadtwerken** kam es zu Rückgängen beim Gasabsatz, u. a. infolge eines geringeren Heizbedarfs aufgrund vergleichsweise milder Witterungsverhältnisse sowie marktpreisbedingter Verbrauchseinsparungen. Wegen der ausgeprägten Spotmarktpreisvolatilität beim Gasbezug und des Wegfalls temperaturabhängiger Lieferungen (Regressionsfahrplänen) konnten im Berichtszeitraum keine Gasliefermodelle mit Mengenfähigkeit angeboten werden. Im Strombereich hingegen konnten wir unseren Stadtwerkskunden flexible Lieferangebote, allerdings mit insgesamt deutlich geringeren Flexibilitätsspielräumen als in den Vorjahren, zur Verfügung stellen.

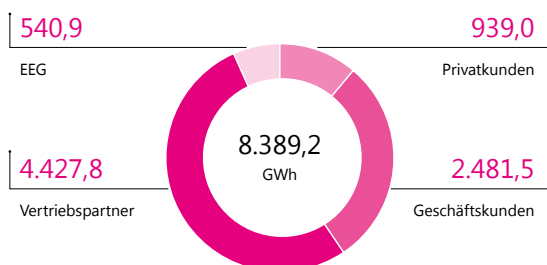
II.2.3.2 Absatz und Beschaffung

Im Geschäftsjahr nahmen die Gesamtabsatz- und Beschaffungsmengen sowohl im Strom- als auch im Gasbereich ab. Der Gasabsatz ging um rund -5 Prozent zurück, im Strombereich verzeichneten wir einen Rückgang um rund -3 Prozent.

Strom

Der Stromabsatz verringerte sich im Vergleich zum Vorjahr um -240,5 GWh auf insgesamt 8.389,2 GWh (Vorjahr: 8.629,6 GWh). Die Aufteilung auf die einzelnen Kundensegmente stellt sich dabei wie folgt dar:

Stromabsatz 2023 nach Kundensegmenten in GWh



Im Bereich der **Geschäftskunden** gingen die Mengen gegenüber dem Vorjahr leicht zurück. Insgesamt lieferten wir im Geschäftskundenbereich 2.481,5 GWh Strom und lagen damit um rund -139,8 GWh unter dem Vorjahreswert. Der Mengenrückgang begründet sich v.a. aus Kundenabgängen, die nicht durch Neukundengewinne kompensiert werden konnten. Die abgesetzte Strommenge bei den Geschäftskunden entspricht einem Anteil von insgesamt rund 30 Prozent am gesamten Stromabsatz.

Im **Privatkundengeschäft** ergab sich ebenfalls ein Rückgang der Absatzmenge. Dieser ist insbesondere auf ein verändertes Verbrauchsverhalten zurückzuführen. Mit einem Rückgang i. H. v. -105,8 GWh auf insgesamt 939,0 GWh lag der Stromabsatz im Privatkundengeschäft rund 10 Prozent unter dem Vorjahresniveau. Die bei den Privatkunden abgesetzte Strommenge entspricht einem Anteil i. H. v. rund 11 Prozent am Gesamtstromabsatz.

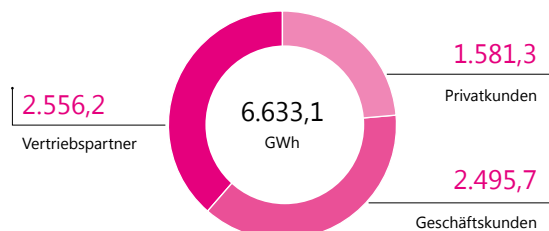
Beim Absatz an **Vertriebspartner**, v.a. an Stadtwerke, verzeichneten wir im Geschäftsjahr einen Absatz i. H. v. 4.427,8 GWh und damit einen Anstieg i. H. v. +64,8 GWh. Der Anteil des Stromabsatzes an Vertriebspartner und sonstige Kunden lag bei rund 53 Prozent.

Die Strombeschaffung erfolgte über zahlreiche Händler, Beteiligungsunternehmen sowie über unsere eigenen und über fremde Kraftwerke.

Erdgas

Der Erdgasabsatz ging im Vergleich zum Vorjahr um -320,7 GWh auf insgesamt 6.633,1 GWh zurück (Vorjahr: 6.953,8 GWh). Die Aufteilung auf die einzelnen Kundensegmente stellt sich dabei wie folgt dar:

Erdgasabsatz 2023 nach Kundensegmenten in GWh



Im Bereich der **Geschäftskunden** haben wir 2.495,7 GWh Erdgas geliefert und lagen damit um -274,9 GWh unter dem Vorjahreswert. Der Mengenrückgang ist insbesondere auf das Auslaufen des Vertrages eines Großkunden zurückzuführen. Der Gasabsatz an Geschäftskunden entspricht einem Anteil i. H. v. rund 38 Prozent am Gesamtabsatz.

Im **Privatkundengeschäft** führten ein verändertes Verbrauchsverhalten sowie die im Berichtszeitraum vergleichsweise milden Temperaturen zu einem leichten Rückgang sowohl der Durchschnittsverbräuche als auch des Gesamtabsatzes. Gegenüber dem Vorjahr ging der Erdgasabsatz um -130,7 GWh auf insgesamt 1.581,3 GWh zurück. Damit lag der Anteil der Privatkunden am gesamten Erdgasabsatz bei rund 24 Prozent.

Der Erdgasabsatz an **Vertriebspartner** lag mit einem Anstieg i. H. v. +84,9 GWh auf insgesamt 2.556,2 GWh leicht über dem Vorjahresniveau. Die abgesetzte Erdgasmenge bei den Vertriebspartnern entspricht einem Anteil i. H. v. rund 38 Prozent am Gesamtabsatz im Erdgasbereich.

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

Wärme

Der Wärmeabsatz belief sich im Geschäftsjahr auf insgesamt 1.088,9 GWh (Vorjahr: 1.089,3 GWh). Hiervon entfielen auf unsere zentralen Wärmeerzeugungsanlagen in Jena und Bad Salzungen 442,1 GWh (Vorjahr: 465,9 GWh) sowie auf unsere Erzeugungsanlage in Rudolstadt/Schwarza 614,5 GWh (Vorjahr: 590,6 GWh). Der übrige Wärmeabsatz betraf die dezentralen Erzeugungsanlagen.

Im Bereich der dezentralen Wärmeversorgung haben wir zum Bilanzstichtag 53 dezentrale Erzeugungsanlagen mit einer installierten thermischen Leistung i. H. v. 24,6 MWp sowie einer installierten elektrischen Leistung i. H. v. 3,2 MWp betrieben. Mit Hilfe der dezentralen Erzeugungsanlagen haben wir 22 kommunale Kunden (v. a. Rathäuser, Sportzentren und Schulen) versorgt. Im Bereich der Wohnungswirtschaft belieferten wir 19 weitere Abnehmer.

II.2.4 Elektromobilität

Mit der operativen Inangsetzung der TMO zum 1. Januar 2023 haben wir unsere Geschäftsaktivitäten im Bereich Elektromobilität in einer eigenen Tochtergesellschaft gebündelt und die notwendigen Voraussetzungen geschaffen, um das Geschäftsfeld in unserer Unternehmensgruppe auszubauen. Unser Ziel ist es, uns bei der Verkehrswende in Thüringen als Vorreiter und zentralen (Infrastruktur-) Dienstleister zu positionieren und den Ausbau insbesondere der öffentlichen Schnellladeinfrastruktur deutlich zu beschleunigen. Zu diesem Zweck haben wir die TMO im Geschäftsjahr 2023 mit entsprechenden Finanzmitteln ausgestattet. Mehrere (Geschäfts-) Aufgaben wurden von der TEAG bzw. TEN in die TMO übergeleitet.

Auch im Geschäftsjahr 2023 haben wir uns beim Ausbau der Ladenetzinfrastruktur in Thüringen und über die Landesgrenzen unseres Freistaates hinaus auf die Errichtung von Schnellladekapazitäten konzentriert: Insgesamt waren wir im Berichtszeitraum für den Betrieb von mehr als 180 Schnell- bzw. mehr als 230 Normalladepunkten (Vorjahr: 100 bzw. 220) verantwortlich.

Den Kundenstamm im Geschäftskundensegment konnten wir um mehrere (Groß-) Kunden erweitern. Auch bei der Anzahl unserer Ladekartenkunden war im Vergleich zum Vorjahr eine deutliche Steigerung bzw. nahezu eine Verdopplung der Kundenzahlen zu verzeichnen. Die Umsatzerlöse aus der Nutzung der öffentlichen Ladesäuleninfrastruktur konnten wir im Jahresvergleich deutlich steigern.

Neben dem strategischen Aufbau der notwendigen Geschäftsprozesse und -strukturen wurden im Berichtszeitraum zur Entwicklung des Geschäftsfeldes Elektromobilität zudem verschiedene (kaufmännische) IT-Projekte umgesetzt, beispielsweise im Bereich des Kunden- bzw. Abrechnungsmanagements, und unser Personalbestand aufgestockt.

Um die Lademöglichkeiten in der Nähe unserer Kunden weiter zu erhöhen, haben wir im Berichtszeitraum zudem unsere Geschäftsaktivitäten im Rahmen von Quartierslösungen fortgeführt.

II.2.5 Messwesen

Entwicklungen im digitalen Messwesen

In unserer Unternehmensgruppe ist zunächst die TEN als gMSB und VNB für die Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben des Smart-Meter-Rollouts bzw. des netzdienlichen Steuerns und Schaltens von Einspeisern und Abnehmern verantwortlich. Unternehmensintern wird sie dabei durch die TMZ unterstützt, die als Komplettdienstleister für den konventionellen und intelligenten Messstellenbetrieb die gesamte Prozesskette des Messstellenbetriebes übernimmt. Diese reicht vom Einbau der Mess- und Steuereinrichtungen bis hin zur Aufbereitung der Messdaten für Abrechnungszwecke. Im Auftrag der TEN hat die TMZ im Geschäftsjahr 2023 rund 585.000 Strom- sowie rund 110.000 Gaszähler in deren Netzgebiet betreut, und insgesamt rund 8.870 (Vorjahr: 4.726) Messlokationen mit iMSys sowie rund 41.730 (Vorjahr: 39.873) Messlokationen mit mME ausgestattet. Die neue, digitale Messtechnik ist damit bei insgesamt rund 19 Prozent der iMSys- sowie bei rund 41 Prozent der mME-Pflichteinbaufälle im Netzgebiet des gMSB TEN installiert.

Mit dem GNDEW werden die für gMSB geltenden Pflichten und Fristen für den Einbau von intelligenten Messsystemen (iMSys) neu geregelt. Der Rollout der sog. „Smart Meter“ soll damit beschleunigt und mit größerer Rechtssicherheit ausgestattet werden. Dieser ist nun nicht mehr von den bisherigen sog. „Markterklärungen“ des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) abhängig. Die neue Rechtslage sieht zudem eine Beteiligung der Netzbetreiber an den Kosten für iMSys vor, sodass die Kosten für den Standardbetrieb zukünftig nur noch anteilig vom Anschlussnutzer selbst zu tragen sein werden.

Über gesetzliche Änderungen im Bereich des EEG und EnWG, sowie über Anpassungen der entsprechenden Marktkommunikationsprozesse (wie u. a. die Einführung eines standardisierten Universalbestellprozesses), wurden wichtige gesetzliche Voraussetzungen für das netzdienliche Steuern und Schalten von Einspeisern und Verbrauchern geschaffen. Der Rollout der iMSys-Infrastruktur wird damit zu einem zentralen Baustein bei der Digitalisierung der Energiewende.

Netzmonitoring mit Unterstützung intelligenter Messsysteme

Für das netzdienliche Steuern und Schalten von dezentralen Anlagen ist eine flächendeckende und hochauflösende Erfassung von Netzzustandsdaten, insbesondere im Niederspannungsnetz, unerlässlich. Vor diesem Hintergrund erprobt die TEN im Rahmen eines Pilotprojektes in einer Thüringer Gemeinde die Datenerhebung mit entsprechenden Sensoren. Das mittels iMSys durchgeführte Netzmonitoring liefert hochfrequente Daten, die die TMZ dem Netzbetreiber zur Verfügung stellt. Hierzu wurden die Messlokationen in der Ortschaft mit iMSys sowie Einspeiseanlagen mit entsprechenden Steuerboxen ausgestattet. Mit Hilfe der Smart Meter werden die Möglichkeiten des Netzmonitorings – und damit auch die Möglichkeiten zur Feststellung und Prognose von Netzengpässen – erweitert, sodass im Idealfall möglichst frühzeitig Gegenmaßnahmen eingeleitet werden können.

Wachstum im Drittgeschäft

Die TMZ richtet ihr deutschlandweites Leistungsportfolio sowohl an gMSB als auch wMSB. Dieses umfasst neben dem Messstellenbetrieb und dem Messdatenmanagement hochspezialisierte weitere Leistungen, wie etwa Prüfstellenleistungen und die Smart-Meter-Gateway (SMGw)-Administration. Im Geschäftsfeld Prüfstellenleistungen konnte die TMZ ihre Marktposition festigen und mit mehreren VNBs mehrjährige Rahmenverträge abschließen. Im Geschäftsfeld SMGw-Administration war unter den Stadtwerkskunden ebenfalls ein Zuwachs zu verzeichnen.

Auch im Bereich der Wohnungswirtschaft konnte die TMZ im Hinblick auf den Messstellenbetrieb für wMSB weitere Bestandskunden gewinnen. Zum Stichtag betreute die TMZ in diesem Kundensegment insgesamt 1.281 (Vorjahr: 852) mit iMSys ausgestattete Strommesslokationen.

II.2.6 Telekommunikation

Verdopplung eigenwirtschaftlicher Glasfaserausbau

Die Nachfrage nach einer leistungsfähigen Telekommunikationsinfrastruktur hält weiter an, sowohl bei privaten Anschlussnutzern als auch bei Industrie- und Gewerbekunden. Die TNK verantwortet den Ausbau und den Betrieb unserer Telekommunikationsinfrastruktur sowie die dazugehörigen Vertriebsaktivitäten. Sie ist Betreiber des zweitgrößten Glasfasernetzes in Thüringen, das neben einem Backbone-Netz mehr als 500 durch die TNK erschlossene Ortschaften umfasst und neben Privatkunden, ortsansässigen Wirtschaftsunternehmen und großen Internetanbietern auch von den Thüringer Hochschulen genutzt wird. Das sich in unserem Eigentum befindliche Glasfasernetz hat eine Gesamtlänge von rund 6.300 km.

Im Geschäftsjahr 2023 haben wir uns, wie im Vorjahr, in insgesamt 17 geförderten Ausbauprojekten der Beseitigung der sog. „weißen Flecken“ gewidmet, und Investitionsprojekte mit einem Einzelauftragsvolumen von mehr als 20 Mio. € vorangetrieben. Geförderte 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. Im Berichtszeitraum wurden zudem die ersten 4 großen Förderprojekte bautechnisch abgeschlossen (Gesamtinvestitionsvolumen: 26,8 Mio. €).

In eigenwirtschaftliche Ausbauprojekte haben wir im Berichtszeitraum rund 17,7 Mio. € investiert (Vorjahr: 8,2 Mio. €), und unser Investitionsvolumen damit mehr als verdoppelt. In mehreren Clustern erfolgten der Baustart bzw. entsprechende Planungs- und Genehmigungsverfahren. Die eigenwirtschaftlichen Investitionen flossen u. a. in den Bau von Kundenanschlüssen für Industrie- und Gewerbekunden sowie in die Glasfasererschließung von Privathaushalten.

Erhöhung der Kundenzahlen im Privat- und Geschäftskundenbereich

Der Kundenzuwachs im Telekommunikationsbereich setzt sich weiter fort. Die TNK zählte im Berichtszeitraum mehr als 87.500 Kunden, was einem Anstieg von +5,6 Prozent gegenüber dem Vorjahr entspricht. Insbesondere bei den FTTH-Anschlüssen entwickelten sich die TNK-Kundenzahlen positiv, hier konnte gegenüber dem Vorjahr mehr als eine Verdopplung der TNK-Kunden auf dem eigenen Netz verzeichnet werden (die Kundenzahlen eines anderen großen Telekommunikationsanbieters auf unserem Netz hingegen nahmen ab). Im Geschäftsjahr konnten analog hierzu auch die Umsatzzahlen sowohl im Privat- als auch im Geschäftskundenbereich gesteigert werden.

Der Absatz von Telekommunikationsprodukten im mittleren Bandbreitenbereich entwickelte sich weiterhin stabil, hochleistungsfähige Glasfaserprodukte mit sehr hohen Bandbreiten wurden zumeist in FTTH-Ausbaugebieten nachgefragt. Das Breitbandgeschäft unterliegt nach wie vor einem starken Preis- und Bandbreitenwettbewerb. Die Nachfrage nach höheren Bandbreiten trifft auf eine anhaltende Preissensibilität der Kunden, der wir mit verschiedenen Kundenbindungs- und Neukundenstrategien begegnen.

Im Berichtszeitraum wurden im Bereich der Wohnungswirtschaft weitere Kooperationsverträge geschlossen, so u. a. in den Gemeinden Rudolstadt und Königsee.

Auch im Geschäftsjahr 2023 hat die TNK die wirtschaftliche Vermarktung und den störungsfreien Betrieb des von uns miterrichteten Rechenzentrums am Thüringer Wald sichergestellt. Zudem fand im Berichtszeitraum eine erfolgreiche ISMS-Zertifizierung durch das BSI statt.

II.2.7 Beteiligungen

Zum 31. Dezember 2023 umfasste das Beteiligungsportfolio der TEAG-Gruppe insgesamt 61 Unternehmen. Zum Stichtag waren wir an 20 Stadtwerken, 11 Energieprojektgesellschaften, 13 Energiedienstleistungsgesellschaften, 5 Netzgesellschaften sowie 12 sonstigen Unternehmen aus den Bereichen EE, Wärmeerzeugung 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.

Durch Gewinnausschüttungen der Gesellschaften unseres Beteiligungsportfolios wurde im Berichtszeitraum ein Beteiligungsergebnis i. H. v. insgesamt 12,5 Mio. € (Vorjahr: 16,8 Mio. €) erzielt. Der deutliche Rückgang ergibt sich im Wesentlichen durch die Verlustübernahme des Jahresfehlbetrages einer Beteiligungsgesellschaft aus dem Bereich der EE für das Geschäftsjahr 2022 i. H. v. -9,9 Mio. €. Um ein ausgeglichenes Bilanzergebnis im Geschäftsjahr 2023 zu erreichen, erfolgte eine Einzahlung in die Kapitalrücklage i. H. v. 11,5 Mio. €. Zum 31. Dezember 2023 wurde eine Wertberichtigung des Beteiligungsbuchwertes der Gesellschaft i. H. v. 11,5 Mio. € vorgenommen. Ursächlich hierfür sind insbesondere Reorganisationsmaßnahmen im Rahmen des Umbaus der Geschäftsstrukturen.

Mit der Ingangsetzung der TEAG Wasser GmbH, Erfurt (TWA), haben wir im Geschäftsjahr den operativen Aufbau des Geschäftsfeldes Wasser- und Abwasserentsorgung begonnen und erste Dienstleistungsvereinbarungen geschlossen. Im Berichtszeitraum haben wir die TWA über eine Einzahlung in die Kapitalrücklage sowie die Bereitstellung von Gesellschafterdarlehen zur Finanzierung gestärkt. Weiterhin wurde die technische Erstausrüstung beschafft. Mit dem Erwerb der Ingenieurbüro Pieger - Wehner GmbH Planungsgruppe in Thüringen, Neustadt (Orla), wurde das

Beteiligungsportfolio um weitere ingenieurtechnische Expertise bei der Planung, Bauabwicklung und -betreuung von (kommunalen) Wasser- und Abwasserprojekten ergänzt.

Infolge einer Optionsausübung wurden die Anteile an der Keyweb AG, Erfurt, auf insgesamt 49,0 Prozent erhöht und damit unsere Geschäftsanteile am lokalen Rechenzentrum gestärkt.

II.2.8 Nichtfinanzielle Leistungsindikatoren

II.2.8.1 Mitarbeiter

Aktuelle Mitarbeiterstruktur

Zum 31. Dezember 2023 waren insgesamt 1.995 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter in der TEAG-Unternehmensgruppe beschäftigt. Der Anteil der weiblichen Beschäftigten lag bei rund 36 Prozent. Das Durchschnittsalter unserer Beschäftigten belief sich auf rund 45 Jahre. Die durchschnittliche Beschäftigungsdauer in unserer Unternehmensgruppe betrug rund 16 Jahre.

Personalentwicklung und Weiterbildungen für Fach- und Führungskräfte

Die Grundlage unseres Geschäftserfolges liegt in qualifizierten und motivierten Fach- und Führungskräften. 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 das interne Personalentwicklungs- und Weiterbildungsprogramm der TEAG insgesamt 482 Mitarbeiter in Methoden-, Sozial-, Veränderungs-, Fach- und Führungskompetenzen geschult.

Tätigkeiten der Aus- und Fortbildung

Im Geschäftsjahr 2023 haben rund 5.400 Mitarbeiter und Kunden das berufliche Aus- und Fortbildungsangebot der TEAG Akademie durch Teilnahme an einem von rund 480 im Berichtszeitraum durchgeführten Seminaren, Workshops, Studienkursen und ähnlichen Veranstaltungen wahrgenommen.

Am beruflichen Ausbildungsprogramm der TEAG Akademie haben zum 31. Dezember 2023 insgesamt 228 Auszubildende teilgenommen, von diesen gehörten 120 Auszubildende der TEAG-Gruppe an. 29 Auszubildende haben wir in ein Arbeitsverhältnis innerhalb der TEAG-Unternehmensgruppe übernommen.

Maßnahmen zur Fachkräftesicherung

Mit dem zu erwartenden Ausscheiden der geburtenstarken Jahrgänge aus dem Erwerbsleben, insbesondere ab Mitte der 2020er Jahre, nehmen die Herausforderungen bei der Personalgewinnung und -bindung von geeigneten Mitarbeitern bzw. qualifizierten Fach- und Führungskräften deutlich zu. Insbesondere Arbeitsplätze mit spezifischen Qualifikationsanforderungen, etwa im Sinne einer Mehrspartenqualifikation, werden zunehmend schwerer zu besetzen bzw. nachzubesetzen sein. Auch durch die Transformation der Energiewirtschaft hin zur CO₂-Neutralität erhöhen sich die Anforderungen an das Personalrecruiting. Ein erheblicher Teil der sich abzeichnenden altersbedingten Austritte bezieht sich dabei auf die TEN, die maßgeblich an der Umsetzung der Energiewende in Thüringen beteiligt ist.

Um den negativen demografischen Effekten auf dem thüringischen Arbeitsmarkt entgegenzuwirken, wurden für verschiedene Gesellschaften bzw. Geschäftsbereiche der TEAG-Unternehmensgruppe entsprechende Personalplanungskonzepte erarbeitet. Ein wesentlicher Bestandteil zur Kompensation der altersbedingten Austritte liegt nach wie vor in der Übernahme von Auszubildenden sowie in der Weiterbildung und -qualifikation unserer

Mitarbeiter, nicht zuletzt im Rahmen der TEAG-eigenen Akademie, aber auch in Form von externen Bildungs- und Qualifizierungsangeboten.

Im Berichtszeitraum haben wir sehr gute Abiturienten und Berufsabsolventen im Rahmen eines dualen, praxisintegrierten Studiums bzw. eines Studienförderprogrammes an einer Hochschule unterstützt. Das Angebot von Studienförderungsprogrammen und Kooperationsverträgen wurde insbesondere im Bereich der MINT-Berufe deutlich ausgeweitet. Durch eine eigene Nachwuchsförderung wollen wir dem Fachkräftemangel auch in Zukunft pro-aktiv entgegenwirken. Neben der TEAG-eigenen Aus- und Weiterbildung an unserer Akademie und der Direktansprache auf Messen und an Hochschulen wird dabei zunehmend auch auf Maßnahmen beispielsweise im Bereich des Online-Recruitings oder des sog. „Active Sourcing“ gesetzt.

Mitarbeiterbonus und -vorteilsprogramme

Um die Arbeitgeberattraktivität der TEAG-Unternehmensgruppe weiter zu steigern, haben wir für unsere Mitarbeiter verschiedene geförderte Arbeitgeberleistungen auf den Weg gebracht. Diese umfassen u. a. das Angebot einer betrieblichen Altersvorsorge, verschiedene Mitarbeitervorteilsprogramme (wie etwa ein „Mitarbeiter werben Kunden“- sowie ein Einkaufs-Vorteilsprogramm), ein arbeitgebergefördertes Firmenleasing von Fahrrädern (JobBike), ein TEAG-eigenes Bonusmodell beim Bezug eines Produktes der Unternehmensgruppe (etwa im Bereich Strom, Gas und Telekommunikation) oder auch die Möglichkeit, eine bezuschusste Berufsunfähigkeitsversicherung zu attraktiven Konditionen abzuschließen. Von den Regelungen zur Flexibilisierung der Arbeitszeiten (Gleitzeit) sowie zum mobilen Arbeiten (Home-Office) versprechen wir uns, unsere Attraktivität als einem der größten und vielfältigsten Arbeitgeber der Region weiter zu erhöhen. Am Standort der Hauptverwaltung stellen wir unseren Mitarbeitern eine TEAG-eigene Betriebsarztpraxis sowie die Nutzung eines unternehmenseigenen Betriebskindergartens zur Verfügung.

II.2.8.2 Gewährleistung des Gesundheits- und Arbeitsschutzes

Seit dem Jahr 2006 verfügen wir über ein integriertes Managementsystem für Gesundheits-, Arbeits- und Umweltschutzbelange, das 2011 erstmalig zertifiziert und 2016 durch ein zertifiziertes Energiemanagementsystem nach ISO 50001 ergänzt wurde (sog. „HS2E-Management“). Das System legt konkrete Verhaltensgrundsätze und übergreifende Mindeststandards fest, zu denen regelmäßige Überwachungsaudits stattfinden. Im aktuellen Berichtszeitraum wurde eine erfolgreiche Rezertifizierung durchgeführt.

Zur Schaffung eines einheitlichen HS2E-Bewusstseins wurden vom Vorstand erneut entsprechende HS2E-Ziele definiert, auf Basis derer verschiedene Maßnahmen umgesetzt wurden. Zur Verbesserung der präventiven Einflussnahme erfolgten durch die Führungskräfte u. a. Begehungen auf Baustellen und an Arbeitsplätzen, zudem fanden durch diese regelmäßige Unterweisungen statt. Weitere Maßnahmen umfassten u. a. das Angebot von Grippe- 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). Die TRIF-Kennzahl ergibt sich aus der Anzahl der erfassten Arbeits- bzw. Dienstweegeunfälle bezogen auf eine Million Arbeitsstunden und 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 werden die hundertprozentigen Tochterunternehmen sowie die für uns tätigen Vertragspartner und deren Mitarbeiter mit einbezogen. Für das Jahr 2023 ergibt sich ein TRIF i. H. v. 8,6 (Vorjahr: 4,6). Konzernweit verzeichneten wir im Geschäftsjahr 42 TRIF-relevante Unfälle (Vorjahr: 22) mit insgesamt 563 Ausfalltagen (Vorjahr: 709), davon 2 TRIF-relevante Unfälle ohne Ausfalltage bei der

TEAG selbst (ohne Töchter und Dienstleister). Für das Geschäftsjahr 2024 wird angestrebt, einen TRIF-Wert i. H. v. 4,8 nicht zu überschreiten.

II.2.8.3 Klimaschutz und Nachhaltigkeit

Die TEAG-Unternehmensgruppe hat sich dem Klima- und 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. Im vierten Quartal haben wir für die TEAG-Unternehmensgruppe ein Projekt zum Thema Nachhaltigkeitsmanagement und deren Berichterstattung begonnen. In diesem Zusammenhang wurden künftige Nachhaltigkeitsziele definiert sowie ein Zeitplan für die Eckpunkte einer Nachhaltigkeitsstrategie und Maßnahmenpakete festgelegt.

Im Berichtsjahr haben wir mit unseren regenerativen Erzeugungsanlagen insgesamt 13,4 Mio. kWh Strom (Vorjahr: 12,0 kWh) erzeugt. Auf unsere eigenen PV-Anlagen entfiel dabei eine Erzeugungsmenge i. H. v. 2,5 Mio. kWh Strom (Vorjahr: 2,9 kWh). Auch mit unseren Geschäftsaktivitäten im PV-Bereich werden Städte und Gemeinden bei ihrem Engagement für eine nachhaltige Energieerzeugung und einen aktiven Klimaschutz unterstützt. Hierfür wurden inzwischen mehr als 100 PV-Anlagen auf Dächern kommunaler Liegenschaften errichtet.

Im Berichtszeitraum haben wir zum Zweck von Energieeinsparungen die Regelungen der sog. „Verordnung zur Sicherung der Energieversorgung über kurzfristige Maßnahmen“ fortgeführt. Die Maßnahmen umfassten u. a. eine Begrenzung der Heiztemperaturen unserer Arbeits- und Gemeinschaftsräume sowie eine deutliche Reduzierung der Beleuchtungsanlagen. Weitere Maßnahmen ergaben sich auf Grundlage unseres Energiemanagementsystems gemäß ISO 50001.

Am Standort des HKW Schwarza wurden die Modernisierungs- und Umstellungsarbeiten der Kraftwerkskapazitäten zur klimafreundlichen – und mittel- bis langfristig klimaneutralen – Strom- und (Fern-) Wärmeversorgung fortgesetzt. Die 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. Die geplante Errichtung einer hochmodernen zweiten, vollständig H₂-fähigen Motorenreihe wird die vollständige Dekarbonisierung der (Fern-) Wärmeversorgung am Standort Jena ermöglichen. Entsprechende Pläne haben wir auch für den Standort unseres HKW Rudolstadt/Schwarza getroffen.

Im Rahmen des regionalen H₂-Projekts TH₂ECO arbeitet die TEAG mit verschiedenen Branchepartnern und Forschungseinrichtungen zusammen, um mit klimaneutral erzeugter Energie aus nordthüringischen Windparks und Solaranlagen grünes H₂ zu erzeugen. Dieser könnte zukünftig über Pipelines nach Erfurt geleitet und dort etwa für die CO₂-freie Fernwärmeversorgung nutzbar gemacht werden. Das Pilotprojekt erforscht die Möglichkeiten zur Produktion, Speicherung und Weiterverteilung des Energieträgers H₂ und legt den Grundstein für eine regionale H₂-Wirtschaft in Thüringen. In diesem Zusammenhang wurde eine ausführliche Standortstudie zu H₂-fähigen Weiterentwicklung des Untergrundspeichers Kirchheilingen durchgeführt. Der hier eingespeicherte H₂ soll zukünftig in Teilen auch über eine standortnahe PV- bzw. Elektrolyseuranlage direkt vor Ort gewonnen werden. Für die Verteilung des Energieträgers stehen verschiedene Möglichkeiten

zu Verfügung, die von der Trailerbelieferung bis hin zum netzgebundenen Transport über die Gasverteilnetze der TEN reichen. Zudem werden verschiedene Flexibilisierungsmöglichkeiten untersucht, etwa in Form einer Rückverstromungsanlage.

Der Einsatz von grünem H₂ kann daneben auch den CO₂-Ausstoß von Industrieprozessen senken. Bei einem großen Industriekunden am Erfurter Kreuz wurde im Berichtszeitraum eine leistungsfähige 300-Kilowatt-Elektrolyse-Anlage in Betrieb genommen. Die TSO hat zur Bereitstellung des benötigten Grünstroms am Standort des Kunden eine 950 kWp PV-Anlage mit Regenrückhaltebecken errichtet. Der lokal aus Sonnenenergie gewonnene grüne H₂ wird für die anteilige Befeuerung der Blockheizkraftwerke der Industrieanlage genutzt. Die TEAG hat die Realisierung des Projekts u. a. durch die Akquise von Fördermitteln sowie bei den Genehmigungsverfahren unterstützt. Im Zuge der Sektorenkopplung könnte grüner H₂ zukünftig zudem u. a. auch im Rahmen von klimaneutralen Mobilitätsprojekten Anwendung finden.

Im Erzeugungsbereich liegt das übergeordnete Ziel unserer Geschäftsaktivitäten darin, die Erzeugung aus EE, wie etwa der Windkraft- und Sonnenenergie, deutlich auszubauen und den konventionellen Erzeugungs- und Vertriebsaktivitäten mittel- bis langfristig mindestens gleichzustellen. Dies umfasst auch den Ausbau von regenerativen (Fern-) Wärmeversorgungsprojekten, bei welchem wir die Thüringer Städte und Gemeinden aktiv unterstützen.

Sog. „kalte Nahwärmenetze“ stellen eine besonders innovative Form der Wärmeversorgung dar und gelten – insbesondere im ländlichen Raum – als eine der besten Möglichkeiten, die Wärmewende

schnell und kostengünstig zu realisieren. Im Rahmen entsprechender (Pilot-) Projekte arbeiten wir an der nachhaltigen Nutzung von Umweltwärme aus der Erde, der Luft und aus Gewässern. An unserem Projektstandort im thüringischen Werther beispielsweise wird dem Erdboden Wärmeenergie auf einem Temperaturniveau von 2° bis 10° C entzogen, und mittels Wärmepumpen auf ein nutzbares Heizniveau angehoben. Im thüringischen Neumühle/Elster haben wir ein erstes sog. „Flussthermie“-System realisiert. Der Bau weiterer Flusswärmeübertrager zur klimaneutralen Wärmenutzung ist in Planung. Am Standort des HKW Jena ist die Errichtung einer Großflusswärmepumpe vorgesehen.

Im Geschäftsjahr 2023 haben wir u. a. in Weida und Gera-Langenberg an der Umsetzung klimafreundlicher Quartiersprojekte mit hochmodernen sog. „innovativen KWK“ (iKWK)-Systemen gearbeitet. In Weida wird ein gasbefeuertes Blockheizkraftwerk der neuesten Generation mit einer Wärmepumpe gekoppelt, die ihren Energieeinsatz aus Erdsonden und Luftwärme speist. Eine PtH-Anlage verwandelt überschüssigen erneuerbaren Strom in Heizwärme. Alle drei (Teil-) Systeme (bzw. die drei einzelnen Wärmelieferanten) speisen – je nach Bedarf – in das lokale Nahwärmenetz ein. Ein großer Vorteil der hocheffizienten iKWK-Anlagen 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.

Im Quartiersprojekt Weida ist (neben der klimafreundlichen Wärmeversorgung) auch die Erneuerung des lokalen Straßenbeleuchtungsnetzes, die Verlegung von Glasfaserkabeln sowie die Errichtung einer Ladenetzinfrastruktur für Elektroautos vorgesehen. Das ganzheitliche Quartiersprojekt wird innerhalb unserer Unternehmensgruppe umgesetzt und illustriert die ausgeprägte Komplexität der Energiewende. Das Beispiel Weida hebt zudem die Relevanz des breiten, geschäftsfeldübergreifenden bzw. integrativen Wertschöpfungsansatzes unserer Unternehmensgruppe hervor.

Wichtige Ansätze zum Klimaschutz und zur Erhöhung der Energieeffizienz ergeben sich u. a. auch aus branchenübergreifenden Kooperationen, etwa im Rahmen der KWP. Im Berichtszeitraum haben wir mit der Unterstützung der Thüringer Kommunen bei der Aufstellung bzw. Vorbereitung ihrer kommunalen Wärmepläne begonnen. Über die TWS sind wir zudem u. a. auch im deutschlandweiten Netzwerk „Grüne Fernwärme“ aktiv. Hier bringen wir uns gemeinsam mit anderen Regionalversorgern und Thüringer Stadtwerken im Rahmen des sog. „Nationalen Aktionsplanes Energieeffizienz“ u. a. in das Energieeffizienz-Netzwerk „EVU Thüringen“ ein.

Als TEAG-Unternehmensgruppe betreiben wir seit dem Jahr 2016 öffentliche Ladeinfrastruktur im Bereich Elektromobilität. Mit der operativen Inangsetzung der TMO zum 1. Januar 2023 wurden die Geschäftsaktivitäten im Berichtszeitraum in einer eigenen Tochtergesellschaft gebündelt. Die Anzahl unserer öffentlichen Ladepunkte haben wir von ehemals 40 auf heute über 500 gesteigert. Im Geschäftsjahr 2023 wurde mit über 100.000 durchgeführten Ladevorgängen zudem ein wichtiger Meilenstein bei der weiteren

Entwicklung dieses neuen Geschäftsfeldes erreicht. Bis zum Jahr 2028 wollen wir rund 1.000.000 Ladevorgänge pro Jahr erzielen.

Neben dem Ausbau der öffentlichen Ladesäuleninfrastruktur wurde auch die Elektrifizierung unseres unternehmensinternen Fuhrparks fortgeführt: Der Anteil von Elektrofahrzeugen an unserem Fahrzeugbestand beläuft sich auf insgesamt 34 Prozent (Vorjahr: 27 Prozent). Unser Ziel ist es, einen Anteil von 40 bzw. 50 Prozent bis 2024 bzw. 2025 zu erreichen.

Unter dem Mitarbeiter- und Gästeparkplatz unserer TEAG-Hauptverwaltung in Erfurt – an dem wir unseren Mitarbeitern und Gästen zahlreiche Lademöglichkeiten zur Verfügung stellen – befindet sich zudem die größte Geothermie-Anlage Thüringens, die in Verbindung mit effizienten Wärmepumpen zwei Drittel des Verwaltungskomplexes heizt bzw. kühlt. Auf unserem neuen TEAG-Campus in Erfurt haben wir im Berichtszeitraum zudem rund 500 m² Bodenfläche entsiegelt und neu begrünt.

Zur Gewährleistung eines umfassenden Klima- und Umweltschutzes wird die TEAG auch in Zukunft konkrete strategische und operative Meilensteine definieren und deren Umsetzung konsequent verfolgen. In unserer Unternehmensgruppe haben wir uns zum Ziel gesetzt, bis spätestens zum Jahr 2035 in allen wesentlichen Geschäftsfeldern nachhaltig zu wirtschaften bzw. CO₂-neutral zu sein.

II.3 Lage des Konzerns

II.3.1 Gesamtaussage zum Geschäftsverlauf und zur Lage des Konzerns

Die TEAG-Unternehmensgruppe konnte im Geschäftsjahr 2023, trotz eines sich abkühlenden gesamtkonjunkturellen Umfeldes, eine stabile Unternehmensentwicklung verzeichnen. Die breite Aufstellung unserer Unternehmensgruppe entlang der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette sichert das Erreichen unserer Ziele, auch unter herausfordernden Marktbedingungen, und damit die finanzielle Beteiligung unserer Anteilseigner am Unternehmenserfolg.

Das EBITDA lag mit 251,3 Mio. € (Vorjahr: 232,1 Mio. €) über dem Planniveau. Zudem haben wir im Geschäftsjahr ein EBT i. H. v. 121,3 Mio. € (Vorjahr: 94,8 Mio. €) sowie einen Konzernjahresüberschuss i. H. v. 81,4 Mio. € (Vorjahr: 68,2 Mio. €) erwirtschaftet. Damit konnten unsere im letzten Geschäftsjahr gesetzten Ziele, ein EBT zwischen 90 Mio. € und 100 Mio. € sowie einen Konzernjahresüberschuss zwischen 60 Mio. € und 70 Mio. € zu erzielen, übertroffen werden.

Ursächlich für die Abweichungen zum Planansatz sowie dem Vorjahr sind insbesondere bessere Rohüberschüsse in der Energiewirtschaft. Der energiewirtschaftliche Rohüberschuss ist dabei um +45,7 Mio. € auf insgesamt 438,9 Mio. € im Vergleich zum Vorjahr angestiegen. Insbesondere konnten im Bereich der Erzeugung aufgrund einer bedarfsgerechten und vorausschauenden Beschaffungsstrategie bessere Ergebnisse erzielt werden. Zudem wirkte sich die Optimierung unserer vertrieblichen Aktivitäten im Rahmen des hohen Preisniveaus an den Energiemärkten positiv auf den Rohüberschuss aus. Ferner konnte im Berichtsjahr das Finanzergebnis wesentlich verbessert werden. Diesen positiven Entwicklungen entgegen standen im Geschäftsjahr vorgenommene Abwertungen von Arbeitsgas und

Abschreibungen auf Finanzanlagevermögen sowie höhere Personalaufwendungen aufgrund tariflicher Vereinbarungen. Dennoch konnte am Jahresende das geplante EBT sowie der Konzernjahresüberschuss übertroffen werden.

Das geplante Investitionsvolumen in Sachanlagen und immaterielle Vermögensgegenstände von rund 300 Mio. € konnte mit insgesamt 255,5 Mio. € erfolgten Investitionen nicht vollumfänglich erreicht werden. Ursächlich hierfür

waren u. a. Verzögerungen im Ausbau unserer Netze aufgrund von Engpässen beim Material und Dienstleistern sowie fehlenden Personalressourcen. 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 hohes Investitionsniveau stellt die Weichen zur erfolgreichen Bewältigung der anstehenden Transformationsaufgaben.

II.3.2 Ertragslage des Konzerns

Ertragslage

	2023 Mio. €	2022 Mio. €	Veränd. Mio. €
Umsatzerlöse	3.199,4	2.293,2	906,2
Bestandsveränderungen	6,3	5,4	0,9
Andere aktivierte Eigenleistungen	14,2	10,8	3,4
Sonstige betriebliche Erträge	74,5	155,7	-81,2
Materialaufwand	2.861,0	1.965,5	895,5
Rohergebnis	433,4	499,6	-66,2
Personalaufwand	159,6	139,2	20,4
Sonstige betriebliche Aufwendungen	34,9	145,1	-110,2
Erträge aus Beteiligungen	22,3	17,1	5,2
Aufwendungen aus Verlustübernahmen	9,9	0,3	9,6
EBITDA	251,3	232,1	19,2
Abschreibungen	124,3	83,8	40,5
EBIT	127,0	148,3	-21,3
Zinsergebnis	-5,7	-53,5	47,8
Ergebnis vor Steuern vom Einkommen und vom Ertrag (EBT)	121,3	94,8	26,5
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	39,9	26,6	13,3
Ergebnis nach Steuern	81,4	68,2	13,2
Konzernjahresüberschuss	81,4	68,2	13,2

Die Umsatzerlöse erhöhten sich im Vergleich zum Vorjahr mit +39,5 Prozent deutlich auf insgesamt 3.199,4 Mio. €. Dieser Anstieg resultiert insbesondere aus den energiewirtschaftlichen Sparten. Dabei wurden im Geschäftsjahr Stromerlöse i. H. v. 2.236,4 Mio. € (Vorjahr: 1.703,3 Mio. €) und Erdgaserlöse i. H. v. 744,9 Mio. € (Vorjahr: 448,1 Mio. €) erzielt. Die Umsatzerlöse aus Fernwärme und Dampf haben sich mit 129,1 Mio. € mehr als verdoppelt. Der Anstieg bei den energiewirtschaftlichen Erlösen ist u. a. auf die notwendige Weitergabe der hohen Beschaffungskosten bei der Beschaffung von Energie infolge der Energiemarktkrise zurückzuführen.

Des Weiteren wurden Erlöse aus Telekommunikationsdienstleistungen i. H. v. 45,2 Mio. € (Vorjahr: 42,1 Mio. €) sowie sonstige Umsatzerlöse i. H. v. 43,9 Mio. € (Vorjahr: 37,7 Mio. €) erwirtschaftet.

Die sonstigen betrieblichen Erträge haben sich hinsichtlich der Auflösung von Rückstellungen deutlich verringert. Im Jahresausweis sind u. a. einmalige Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen im Rahmen der Übertragung von Pensionsverpflichtungen auf einen Pensionsfonds und der Einführung einer Kapitalisierungsoption i. H. v. 120,9 Mio. € enthalten. Dem entgegen erhöhten sich die Erträge aus der Auflösung von energiewirtschaftlichen Rückstellungen i. H. v. +29,9 Mio. €.

Der Materialaufwand, der im Wesentlichen Aufwendungen für Brennstoffe, Energiebezug und Netznutzung umfasst, erhöhte sich im Vergleich zum Vorjahr deutlich um +45,6 Prozent auf insgesamt

2.861,0 Mio. €. Ursächlich hierfür sind vornehmlich die gestiegenen Einkaufspreise an den Energiemärkten für Strom und Gas infolge der Energiemarktkrise. Die Materialaufwandsquote, gemessen an den Umsatzerlösen, lag mit 89,4 Prozent über dem Vorjahresniveau (85,7 Prozent).

Der Personalaufwand erhöhte sich im Vergleich zum Vorjahr um +14,7 Prozent. Neben der gestiegenen Anzahl der durchschnittlichen Beschäftigten führten Sonderzahlungen für Inflationsausgleich gemäß tarifvertraglichen Vereinbarungen sowie die Anhebung der tariflichen Vergütungen zu einem Anstieg der Personalkosten.

In den sonstigen betrieblichen Aufwendungen werden im Wesentlichen Aufwendungen für Dienst- und Fremdleistungen i. H. v. 12,2 Mio. € (Vorjahr: 12,0 Mio. €) sowie Wertberichtigungen bzw. Abschreibungen von Forderungen i. H. v. 13,6 Mio. € (Vorjahr: 12,3 Mio. €) ausgewiesen. Im Vorjahr sind einmalige Aufwendungen im Rahmen der Übertragung von Pensionsverpflichtungen auf einen Pensionsfonds i. H. v. 115,5 Mio. € enthalten.

Die Konzernbeteiligungserträge lagen mit insgesamt 22,3 Mio. € um +30,4 Prozent über dem Vorjahr. Hierbei wirkten sich bessere operative Ergebnisse der Stadtwerke positiv auf die Beteiligungserträge aus.

Die Aufwendungen aus Verlustübernahmen betreffen im Wesentlichen einen übernommenen Jahresfehlbetrag für verbundene, nicht konsolidierte Unternehmen aus dem Bereich EE.

Aufgrund des hohen Investitionsniveaus betreffen die Abschreibungen im Wesentlichen den Werteverzehr für immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen i. H. v. 91,7 Mio. € (Vorjahr: 83,8 Mio. €). Darüber hinaus sind in den Abschreibungen Abwertungen auf das Arbeitsgas i. H. v. 21,1 Mio. € sowie außerplanmäßige Abschreibungen auf Finanzanlagen aus dem Bereich EE i. H. v. 11,5 Mio. € enthalten.

Das Zinsergebnis verbesserte sich deutlich um +47,8 Mio. € auf insgesamt -5,7 Mio. €. Dies ist im Wesentlichen auf positive Bewertungseffekte des Deckungsvermögens (+23,3 Mio. €) sowie auf Erträge aus der Auf- bzw. Abzinsung von Pensionsverpflichtungen zurückzuführen. Darüber hinaus haben im Vorjahr einmalige Aufwendungen im Zusammenhang mit Vorfälligkeitsentschädigungen für langfristige Darlehen i. H. v. 8,8 Mio. € das Zinsergebnis belastet.

Das EBT i. H. v. insgesamt 121,3 Mio. € lag mit +28,0 Prozent über dem Vorjahr. Unter Berücksichtigung der Ertragsteuern erzielten wir im Geschäftsjahr 2023 einen Konzernjahresüberschuss i. H. v. insgesamt 81,4 Mio. € und lagen damit um +19,4 Prozent über dem Vorjahresniveau. Das gestiegene Gesamtergebnis ist insbesondere auf einen höheren energiewirtschaftlichen Rohüberschuss und das verbesserte Zinsergebnis zurückzuführen. Die Aufwendungen aus den Verlustübernahmen sowie die vorgenommenen Abwertungen auf das Umlaufvermögen und auf die Finanzanlagen konnten dadurch vollständig kompensiert werden.

II.3.3 Finanzlage des Konzerns

II.3.3.1 Kapitalstruktur

Kapitalstruktur			
	31.12.2023	31.12.2022	Veränd.
	Mio. €	Mio. €	Mio. €
Eigenkapital	673,3	454,7	218,6
Fremdkapital	1.776,3	1.623,3	153,0
Passiva	2.449,6	2.078,0	371,6

Zur Stärkung des Eigenkapitals und für die Finanzierung der Investitionen im Zusammenhang mit der Energiewende erfolgte im Jahr 2023 eine Einzahlung in die Kapitalrücklage durch die Aktionäre i. H. v. 200,0 Mio. €.

Der Sonderposten für Investitionszuschüsse ist im Berichtsjahr um +53,7 Mio. € auf insgesamt 114,4 Mio. € angestiegen und betrifft insbesondere den geförderten Breitbandausbau.

Aus finanzwirtschaftlicher Analyse ergäbe sich, abweichend zur Gliederung der aufgestellten Bilanz zum 31. Dezember 2023, unter der Annah-

me einer Verrechnung der noch nicht aufgelösten Investitionszuschüsse mit dem dazugehörigen Anlagevermögen die folgende Kapitalstruktur:

	31.12.2023	31.12.2022	Veränd.
	Mio. €	Mio. €	Mio. €
Eigenkapital	673,3	454,7	218,6
Fremdkapital (ohne Sonderposten für Investitionszuschüsse)	1.661,8	1.562,6	99,2
Passiva	2.335,1	2.017,3	317,8

Damit lag die adjustierte Eigenkapitalquote zum 31. Dezember 2023 mit 28,8 Prozent über dem Vorjahr (22,5 Prozent).

Im Berichtsjahr erfolgte zur Umschuldung von Darlehen die Aufnahme von langfristigen Krediten i. H. v. insgesamt 100,0 Mio. €. Die Darlehensverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten betragen zum Stichtag insgesamt 561,4 Mio. € und haben Laufzeiten bis teilweise 2042.

Der KET gewährte der TEAG ein langfristiges Darlehen i. H. v. insgesamt 400,0 Mio. € in mehreren Tranchen, mit Laufzeiten bis teilweise 2027. Im Geschäftsjahr wurden 3 weitere Tranchen mit einem Gesamtbetrag i. H. v. 180,0 Mio. € getilgt. Damit valutiert das Darlehen zum Stichtag 31. Dezember 2023 mit 170 Mio. €.

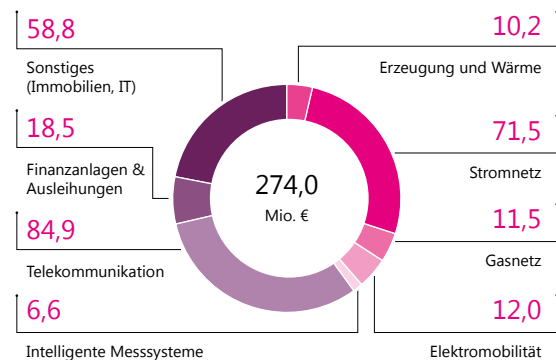
Die Finanzierung des operativen und investiven Geschäftes ist durch zusätzliche Kreditmittellinien bzw. -zusagen i. H. v. insgesamt 226,8 Mio. € abgesichert, die zum Stichtag nicht in Anspruch genommen wurden. Weitere Finanzierungen in geringerem Umfang erfolgten über Beteiligungsunternehmen.

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 2023 auf 274,0 Mio. € (Vorjahr: 202,2 Mio. €), die sich auf folgende Bereiche verteilen:

Investitionen 2023 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 10,2 Mio. € (Vorjahr: 19,9 Mio. €).

Zur Fertigstellung der Modernisierungs- und Erweiterungsarbeiten an unserer Gasmotorenanlage am Standort des HKW Jena wurde ein Betrag i. H. v. rund 1,4 Mio. € investiert. Die Investitionen schaffen die Voraussetzungen für die Aufnahme des Dauerbetriebes, der voraussichtlich im ersten Halbjahr 2024 erfolgen wird. Weitere Ausgaben entfielen u. a. auf den Austausch eines Frequenzumrichters sowie verschiedene sonstige Einzelmaßnahmen.

Am Standort des HKW Schwarza und Bad Salzungen haben wir insgesamt rund 1,8 Mio. € investiert. Dabei wurden für das HKW Schwarza Erneuerungs- bzw. Ersatzinvestitionen getätigt und am Standort des HKW Bad Salzungen im Wesentlichen in die Errichtung einer neuen PtH-Anlage investiert.

Im Bereich der dezentralen Wärmeerzeugungsanlagen haben wir im Berichtszeitraum rund 5,7 Mio. € investiert. Hiervon entfielen rund 4,4 Mio. € auf die Fortführung des Quartiersprojekts in Weida sowie rund 1,2 Mio. € auf das Quartiersprojekt in Gera-Langenberg.

Investitionen in Strom- und Gasnetz

Im Geschäftsjahr haben wir in die Strom-, Gasverteil- und Straßenbeleuchtungsnetze Investitionen i. H. v. von insgesamt 83,0 Mio. € (Vorjahr: 76,9 Mio. €) getätigt.

Diese betreffen im **Stromverteilnetz** einen Betrag i. H. v. 71,5 Mio. € (Vorjahr: 61,4 Mio. €). Davon wurden 43,0 Mio. € für Anlagen im Bau sowie 18,2 Mio. € als fertige Anlagen an die TEAG verrechnet. Diese sind als Erlöse bei der TEN erfasst. Weitere 2,7 Mio. € sind in der TEAG als Direktanlagenzugänge bilanziert. Die restlichen 7,6 Mio. € wurden für das 110-kV-Netz eingesetzt und führten zu Anlagenzugängen bei der TEN.

Ein Schwerpunkt der Investitionen lag mit 43,0 Mio. € auf dem Ausbau des Mittel- und Niederspannungsnetzes. Im Zuge der Baumaßnah-

men wurden rund 120 km Mittel- und Niederspannungsleitungen errichtet und 86 Transformatorstationen neu- bzw. umgebaut. Zusätzlich wurden im Geschäftsjahr insgesamt 2.200 Hausanschlüsse neu errichtet.

Im Mittelspannungsnetz wurde u. a. in die Spannungsumstellung auf die internationale Normspannung 20 kV sowie in die Errichtung verschiedener Ortsnetzstationen investiert. So wurden etwa in Bad Liebenstein 2 Ortsnetzstationen neu errichtet und in das bereits bestehende 20-kV-Teilnetz eingebunden. Im Berichtszeitraum wurden insgesamt 92,5 Prozent des Mittelspannungsnetzes mit 20 kV betrieben.

In Hochspannungsleitungen und Umspannwerke wurden 17,0 Mio. € investiert. Auf der 110-kV-Einschleifung Saalfeld wurde die Übertragungskapazität erhöht. Dafür war der Neubau von 6 Hochspannungsmasten erforderlich. Zudem wurde das Sicherheitsniveau verschiedener Trassen angepasst.

Im Bereich Umspannwerke zählten der Neubau des 110-kV-Umspannwerkes Sömmerda-West sowie die Erweiterung des 110-kV-Umspannwerkes Thörey zu den bedeutendsten Investitionen. Am Erfurter Kreuz wurde für einen großen Industriekunden ein neues, leistungsfähiges Kundenumspannwerk fertiggestellt.

Im Strombereich wurden von der TEN im Berichtszeitraum insgesamt 11,5 Mio. € in Zähler, Leit- und Informationstechnik sowie Betriebs- und Geschäftsausstattung investiert.

In das **Erdgasverteilnetz** flossen Investitionen i. H. v. 11,5 Mio. € (Vorjahr: 15,5 Mio. €). Davon wurden 8,0 Mio. € für Anlagen im Bau sowie 2,4 Mio. € als fertige Anlagen an die TEAG verrechnet. Diese sind als Erlöse bei der TEN erfasst. Weitere 1,1 Mio. € sind in der TEAG als Direktanlagenzugänge bilanziert. Auf Investitionen im Bereich der Transport- und Verteilungsanlagen sowie Hausanschlüsse entfielen 10,3 Mio. €. Rund 27 km Gasleitungen und rund

770 Gashausanschlüsse wurden in verschiedenen Druckstufen neu errichtet oder rekonstruiert.

Im Gasbereich wurden von der TEN im Berichtszeitraum etwa 1,2 Mio. € 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. 12,0 Mio. € (Vorjahr: 2,5 Mio. €). Die Investitionsschwerpunkte lagen auf dem Ausbau von insgesamt 150 neuen DC-Schnellladepunkten an insgesamt 52 verschiedenen Standorten. Die Investitionen in öffentliche Ladeinfrastruktur erfolgten weiterhin v. a. an strategisch wichtigen Verkehrsknotenpunkten, wie etwa Autobahnen und Autobahnkreuzen sowie im Umfeld verschiedener Supermärkte und Einkaufsstätten.

Investitionen im Messwesen

Im Berichtszeitraum haben wir im Bereich des Messwesens Investitionen i. H. v. insgesamt rund 6,6 Mio. € (Vorjahr: 4,3 Mio. €) getätigt. Die Investitionen entfielen insbesondere auf die Anschaffung und den Einbau von mME und iMSys. Weitere Mittel wurden u. a. in die Erweiterung der Prüfkapazitäten für digitale Zählertechnik und SMGw im Bereich der Prüfstelle investiert.

Investitionen in Telekommunikation

Im Geschäftsfeld Telekommunikation 2023 beliefen sich die eigenwirtschaftlichen und geförderten Investitionen auf insgesamt 84,9 Mio. €. Damit haben wir das Gesamtinvestitionsvolumen gegenüber dem Vorjahr sehr deutlich gesteigert (Vorjahr: 53,9 Mio. €). Investitionsschwerpunkte lagen v. a. im geförderten Glasfasernetzausbau, im eigenwirtschaftlichen Glasfaserausbau neuer Orte sowie in der Errichtung verschiedener Kundenanbindungen. Weitere Investitionen i. H. v. 2,2 Mio. € entfielen auf den Bereich Übertragungstechnik. Im Hinblick auf die fortschreitende Digitalisierung und die steigen-

de Nachfrage nach Dienst- und Serviceleistungen mit hohem Datenvolumen haben wir im Berichtszeitraum zudem Erweiterungen unserer Backbone-Netzinfrastrukturen vorgenommen. Darüber hinaus wurden Investitionen i. H. v. 2,3 Mio. € 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. 18,5 Mio. € (Vorjahr: 20,2 Mio. €). Diese ergeben sich im Wesentlichen aus Einzahlungen in Kapitalrücklagen von Beteiligungen aus dem Bereich EE und aus Stadtwerken i. H. v. 12,5 Mio. € sowie aus Ausleihungen an verbundene, nicht konsolidierte Unternehmen i. H. v. 4,6 Mio. €.

Sonstige Investitionen

Im Geschäftsjahr 2023 haben wir im Bereich IT-Infrastruktur Investitionen i. H. v. 39,6 Mio. € getätigt. Die Investitionen umfassen im Wesentlichen Ausgaben im Zusammenhang mit einer flächendeckenden Modernisierung von ERP- und Abrechnungssystemen in unserer Unternehmensgruppe i. H. v. 28,1 Mio. € und stellen die Grundlage für die weitere Digitalisierung unserer energiewirtschaftlichen Systemstrukturen dar. In die Optimierung der IT-Sicherheitsarchitektur wurde ein Betrag i. H. v. 1,6 Mio. € investiert. Für die Arbeitsplatzausstattung unserer Mitarbeiter wurde ein Betrag i. H. v. 1,2 Mio. € aufgewendet.

Im Berichtszeitraum haben wir zudem die Bauarbeiten an unserem neuen TEAG-Campus in Erfurt fortgeführt; u. a. wurden dort die Arbeiten am dritten Modul unseres neuen Gebäudekomplexes abgeschlossen. Des Weiteren haben wir mit dem Bau einer neuen Zaunanlage begonnen und unsere Pläne zur Errichtung eines neuen Kunden-Service-Centers konkretisiert. Insgesamt wurde im Rahmen der Bauarbeiten ein Betrag i. H. v. 10,6 Mio. € investiert.

II.3.3.3 Liquidität

	2023 Mio. €	2022 Mio. €	Veränd. Mio. €
Cashflow aus der laufenden Geschäftstätigkeit	315,5	185,7	129,8
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-203,5	-195,0	-8,5
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	-6,6	147,6	-154,2
Zahlungswirksame Veränderung des Finanzmittelfonds	105,4	138,3	-32,9
Finanzmittelfonds am Anfang der Periode	146,3	8,0	138,3
Finanzmittelfonds am Ende der Periode	251,7	146,3	105,4

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. 255,1 Mio. € (Vorjahr: 200,6 Mio. €) sowie aus Auszahlungen in das Deckungsvermögen i. H. v. 10,3 Mio. € (Vorjahr: 8,6 Mio. €). Dem entgegen standen Einzahlungen für erhaltene Dividenden i. H. v. 23,3 Mio. € (Vorjahr: 22,3 Mio. €) sowie Einzahlung aus erhaltenen Investitionszuschüssen i. H. v. 40,1 Mio. €.

Der deutlich verringerte Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit resultiert insbesondere aus der im Berichtsjahr getätigten Rückzahlung des Darlehens von der KET i. H. v. 180,0 Mio. € (Vorjahr: 50,0 Mio. €) sowie aus der Tilgung von Darlehen gegenüber Kreditinstituten i. H. v. 39,7 Mio. € (Vorjahr: 30,5 Mio. €). Die hierfür gezahlten Zinsen für langfristige Darlehen betragen 24,1 Mio. € (Vorjahr: 22,8 Mio. €). Ferner wurden wie in den Vorjahren Dividendenzahlungen i. H. v. 62,8 Mio. € ausgeschüttet. Dem entgegen erfolgten Einzahlungen aus der Aufnahme von langfristigen Krediten i. H. v. 100,0 Mio. € (Vorjahr: 276,5 Mio. €) und eine Einzahlung in die Kapitalrücklage von insgesamt 200,0 Mio. €.

Insgesamt konnten die Mittelabflüsse der Investitions- und Finanzierungstätigkeit aus der laufenden Geschäftstätigkeit sowie durch Kreditaufnahmen gedeckt werden. Der Finanzmittelbestand erhöhte sich um insgesamt +105,4 Mio. €.

II.3.3.4 Vermögenslage des Konzerns

AKTIVA			
	31.12.2023	31.12.2022	Veränd.
	Mio. €	Mio. €	Mio. €
Anlagevermögen	1.636,9	1.473,5	163,4
Umlaufvermögen	787,7	586,6	201,1
Rechnungsabgrenzungsposten	3,6	1,1	2,5
Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung	5,1	0,5	4,6
Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG	16,3	16,3	0,0
	2.449,6	2.078,0	371,6
PASSIVA			
	31.12.2023	31.12.2022	Veränd.
	Mio. €	Mio. €	Mio. €
Eigenkapital	673,3	454,7	218,6
Unterschiedsbetrag aus der Kapitalkonsolidierung	3,0	3,4	-0,4
Zuschüsse	227,9	172,9	55,0
Rückstellungen	608,1	522,5	85,6
Verbindlichkeiten	928,3	915,2	13,1
Rechnungsabgrenzungsposten	7,2	7,3	-0,1
Passive latente Steuern	1,8	2,0	-0,2
	2.449,6	2.078,0	371,6

Aktiva

Das Anlagevermögen, das im Wesentlichen durch das Sachanlagevermögen geprägt ist, erreichte zum Bilanzstichtag einen Anteil i. H. v. 66,8 Prozent (Vorjahr: 70,9 Prozent) an der Bilanzsumme. Insgesamt ist das Anlagevermögen zu 41,1 Prozent (Vorjahr: 30,9 Prozent) durch Eigenkapital gedeckt. Ursächlich für diese Entwicklung ist u. a. eine im Berichtsjahr erfolgte Einzahlung in die Kapitalrücklage i. H. v. 200,0 Mio. €.

Das Anlagevermögen hat sich insbesondere infolge des hohen Investitionsniveaus in das Sachanlagevermögen um +11,1 Prozent erhöht. Die planmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen erfolgten i. H. v. 91,7 Mio. € (Vorjahr: 83,8 Mio. €).

Beim Umlaufvermögen ist ein Anstieg i. H. v. +34,3 Prozent zu verzeichnen. Die Einzahlung in die Kapitalrücklage sowie die abgerufenen Mittel im Zusammenhang mit den staatlichen Energiepreisbremsen, die erst im Folgejahr zur Abrechnung bei den Kunden kommen werden, führten vornehmlich zu einem Anstieg des Bestandes an liquiden Mitteln um +80,5 Prozent auf insgesamt 236,4 Mio. €. Darüber hinaus stiegen die Forderungen und sonstigen Vermögensgegenstände um +25,7 Prozent auf 439,9 Mio. € an. Dabei nahmen die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen aufgrund des weiterhin hohen Preisniveaus auf den Energiemärkten um insgesamt +59,6 Mio. € zu. Ferner erhöhten sich die Forderungen für Zuschüsse aus dem Breitbandausbau sowie die Steuererstattungsansprüche.

Als Aktiver Unterschiedsbetrag aus Vermögensverrechnung wird Deckungsvermögen ausgewiesen, das die entsprechenden Verpflichtungen aus Altersversorgungszusagen übersteigt.

Passiva

Insbesondere die im Berichtsjahr erfolgte Einzahlung in die Kapitalrücklage i. H. v. 200 Mio. € führte zu einem Anstieg des Eigenkapitals zum Bilanzstichtag um +48,1 Prozent. 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 für ein verbundenes Unternehmen.

Der Sonderposten für Investitionszuschüsse ist im Berichtsjahr um +53,7 Mio. € auf insgesamt 114,4 Mio. € angestiegen und betrifft insbesondere den geförderten Breitbandausbau. Ferner werden unter den Zuschüssen vereinnahmte Baukostenzuschüsse i. H. v. 113,4 Mio. € (Vorjahr: 112,2 Mio. €) passiviert.

Die Rückstellungen erhöhten sich zum Stichtag um insgesamt +16,4 Prozent, die Verbindlichkeiten stiegen zum 31. Dezember 2023 moderat um +1,4 Prozent an. Die Entwicklung der Rückstellungen ist im Wesentlichen auf einen preisbedingten Anstieg der energiewirtschaftlichen Rückstellungen zurückzuführen. Die leichte Erhöhung der Verbindlichkeiten resultiert insbesondere aus der Aufnahme von Darlehen gegenüber Kreditinstituten i. H. v. 100,0 Mio. €, die durch die Tilgung des Darlehens gegenüber dem KET nahezu kompensiert wurden. Die Darlehensverbindlichkeiten betragen zum Stichtag insgesamt 561,4 Mio. € (Vorjahr: 498,1 Mio. €). Die Restschuld des Darlehens der KET beträgt zum Stichtag 170 Mio. € (Vorjahr: 350 Mio. €).

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

II.4 Vermögens, Finanz- und Ertragslage 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, erfolgt die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der TEAG im Folgenden separat in verkürzter Darstellung.

Im Geschäftsjahr hat die TEAG ein EBITDA i. H. v. 227,8 Mio. € (Vorjahr: 202,7 Mio. €), ein EBT i. H. v.

117,9 Mio. € (Vorjahr: 93,8 Mio. €) sowie einen Jahresüberschuss i. H. v. 81,1 Mio. € (Vorjahr: 70,2 Mio. €) erwirtschaftet. Die im letzten Geschäftsjahr gesetzten Ziele wurden damit übertroffen. Geplant war ein EBITDA zwischen 180 Mio. € und 200 Mio. €, ein EBT zwischen 90 Mio. € und 100 Mio. € sowie ein Jahresüberschuss zwischen 65 Mio. € und 75 Mio. €. Die Planabweichungen in der TEAG sind größtenteils auf die gleichen Ursachen wie im TEAG-Konzern zurückzuführen.

Ertragslage	2023 Mio. €	2022 Mio. €	Veränd. Mio. €
Umsatzerlöse	2.687,6	1.922,2	765,4
Bestandsveränderungen	0,0	0,0	0,0
Andere aktivierte Eigenleistungen	1,5	0,4	1,1
Sonstige betriebliche Erträge	93,1	122,5	-29,4
Materialaufwand	2.419,9	1.675,1	744,8
Rohergebnis	362,3	370,0	-7,7
Personalaufwand	54,1	49,8	4,3
Sonstige betriebliche Aufwendungen	71,9	132,7	-60,8
Erträge aus Beteiligungen	29,2	25,5	3,7
Aufwendungen aus Verlustübernahmen	37,7	10,3	27,4
EBITDA	227,8	202,7	25,1
Abschreibungen	106,1	67,5	38,6
EBIT	121,7	135,2	-13,5
Zinsergebnis	-3,8	-41,4	37,6
Ergebnis vor Steuern vom Einkommen und vom Ertrag (EBT)	117,9	93,8	24,1
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	36,8	23,6	13,2
Ergebnis nach Steuern	81,1	70,2	10,9
Jahresüberschuss	81,1	70,2	10,9

Die Umsatzerlöse erhöhten sich im Vergleich zum Vorjahr um +39,8 Prozent auf insgesamt 2.687,6 Mio. €. Die Steigerungen entfallen insbesondere auf die energiewirtschaftlichen Geschäftsbereiche Strom (+440,3 Mio. € bzw. +35,4 Prozent) und Gas (+274,5 Mio. € bzw. +71,7 Prozent). Bei den Wärmeerlösen wurden insgesamt 86,8 Mio. € Umsatzerlöse realisiert, was einer Steigerung von +55,2 Mio. € entspricht. Der Anstieg bei den energiewirtschaftlichen Erlösen ist u. a. auf die notwendige Weitergabe der hohen Beschaffungskosten von Energie infolge der Energiemarktkrise zurückzuführen. Die Erlöse aus der Verpachtung sowie aus Betriebsführungsentgelten blieben mit insgesamt 224,1 Mio. € im Vergleich zum Vorjahr nahezu konstant (Vorjahr: 227,8 Mio. €).

Die sonstigen betrieblichen Erträge haben sich im Vorjahresvergleich um 24,0 Prozent verringert. Im Vorjahresausweis sind u. a. einmalige Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen im Rahmen der Übertragung von Pensionsverpflichtungen auf einen Pensionsfonds und der Einführung einer Kapitalisierungsoption i. H. v. 70,0 Mio. € enthalten. Dem entgegen erhöhten sich die Erträge aus der Auflösung von energiewirtschaftlichen Rückstellungen i. H. v. +34,1 Mio. €.

Der Materialaufwand, der im Wesentlichen Aufwendungen für Brennstoffe, Energiebezug und Netznutzung enthält, erhöhte sich deutlich um +44,5 Prozent auf 2.419,9 Mio. €. Ursächlich hierfür sind vornehmlich gestiegene Beschaffungskosten für Strom und Gas infolge der Energiemarktkrise. Die Materialaufwandsquote, gemessen an den Umsatzerlösen, lag mit 90,0 Prozent damit auch über dem Vorjahresniveau (87,1 Prozent).

Der Personalaufwand erhöhte sich im Vergleich zum Vorjahr um +8,6 Prozent. Insbesondere führten Sonderzahlungen für Inflationsausgleich gemäß tarifvertraglichen Vereinbarungen sowie die Anhe-

bung der tariflichen Vergütungen zu einem Anstieg der Personalkosten. Die Anzahl der durchschnittlich beschäftigten Mitarbeiter blieb im Vergleich zum Vorjahr konstant. Die Anzahl an Neubesetzungen wurden durch den Abgang von Mitarbeitern im Zusammenhang mit dem Betriebsübergang auf die TMO kompensiert.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen verringerten sich korrespondierend zur Entwicklung der sonstigen betrieblichen Erträge aufgrund der im Vorjahr ausgewiesenen 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 um 10,8 Prozent über dem Vorjahresniveau.

Im Berichtsjahr wurde ein um +12,4 Prozent besseres EBITDA erwirtschaftet. Der energiewirtschaftliche Rohüberschuss erhöhte sich um +70,3 Mio. € auf 154,9 Mio. €. Dabei konnten im Bereich der Erzeugung im Rahmen einer bedarfsgerechten und vorausschauenden Beschaffungsstrategie insgesamt bessere Ergebnisse erzielt werden. Zudem wirkte sich die Optimierung der vertrieblichen Aktivitäten bei einem hohen Preisniveau an den Energiemärkten positiv auf den Rohüberschuss aus. Dem entgegen standen gestiegene Personalaufwendungen aus tariflichen Vereinbarungen.

Die Erträge aus Beteiligungen lagen mit 29,2 Mio. € (Vorjahr: 25,5 Mio. €) vornehmlich aufgrund besserer operativer Ergebnisse der Stadtwerke über dem Vorjahresniveau.

Die Aufwendungen aus Verlustübernahmen betreffen im Wesentlichen übernommene Jahresfehlbeträge der TEN i. H. v. 24,3 Mio. € (Vorjahr: 10,0 Mio. €), der TMO i. H. v. 3,5 Mio. € sowie i. H. v. 9,9 Mio. € für nicht konsolidierte verbundene Unternehmen.

Die Abschreibungen enthalten im Wesentlichen den planmäßigen Werteverzehr für immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen i. H. v. 73,5 Mio. € (Vorjahr: 67,5 Mio. €). Darüber hinaus sind in den Abschreibungen Abwertungen auf das Arbeitsgas i. H. v. 21,1 Mio. € sowie außerplanmäßige Abschreibungen auf Finanzanlagen aus dem Bereich EE i. H. v. 11,5 Mio. € enthalten.

Im Berichtsjahr wurde ein um +37,6 Mio. € deutlich verbessertes Zinsergebnis erzielt. Dies ist im Wesentlichen auf positive Bewertungseffekte des Deckungsvermögens (+12,3 Mio. €) sowie auf Erträge aus der Auf- bzw. Abzinsung von Pensionsverpflichtungen zurückzuführen. Die Zinserträge von verbundenen Unternehmen erhöhten sich um +4,3 Mio. € u. a. aufgrund des gestiegenen Zinsniveaus bei den Ausleihungen. Darüber hinaus haben im Vorjahr einmalige Aufwendungen im Zusammenhang mit Vorfälligkeitsentschädigungen für langfristige Darlehen i. H. v. 8,8 Mio. € das Zinsergebnis belastet.

Insgesamt erzielte die TEAG ein deutlich gesteigertes EBT um +25,7 Prozent über dem Geschäftsjahr 2022. Die im Berichtsjahr vorgenommenen Abwertungen auf das Umlaufvermögen sowie auf die Finanzanlagen konnten durch das bessere Zinsergebnis kompensiert werden. Unter Berücksichtigung der Ertragsteuern erzielte die TEAG einen Jahresüberschuss i. H. v. 81,1 Mio. €.

II.4.2 Finanzlage der TEAG

Die bilanzielle Eigenkapitalquote der TEAG zum 31. Dezember 2023 erhöhte sich auf 31,9 Prozent gegenüber 25,8 Prozent am Ende des Vorjahres. Zur Stärkung des Eigenkapitals und für die Finanzierung der Investitionen im Rahmen der Energiewende erfolgte im Jahr 2023 die Einzahlung in die Kapitalrücklage durch die Aktionäre der TEAG i. H. v. 200 Mio. €.

Zur Umschuldung von Darlehen wurden im Geschäftsjahr langfristige Kredite i. H. v. insgesamt 100,0 Mio. € aufgenommen. Die Darlehensverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten betragen zum Stichtag insgesamt 561,4 Mio. € und haben Laufzeiten bis teilweise 2042.

Der KET gewährte der TEAG ein langfristiges Darlehen i. H. v. insgesamt 400,0 Mio. € in mehreren Tranchen mit Laufzeiten bis teilweise 2027. Im Geschäftsjahr wurden drei Tranchen mit einem Gesamtbetrag i. H. v. 180,0 Mio. € getilgt. Das Darlehen valuiert zum Stichtag 31. Dezember 2023 mit 170 Mio. € (Vorjahr: 350 Mio. €).

Die Finanzierung des operativen und investiven Geschäftes ist durch Kreditmittellinien bzw. -zusagen i. H. v. 226,8 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 143,6 Mio. € (Vorjahr: 112,3 Mio. €). Für das Geschäftsjahr 2024 hat die TEAG einen Betrag von rund 160 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 der TEAG betrug zum 31. Dezember 2023 2.230,4 Mio. € und erhöhte sich gegenüber dem Vorjahr um +16,5 Prozent bzw. +315,6 Mio. €. Auf der Aktivseite betraf dies v. a. das um +109,8 Mio. € höhere Anlagevermögen, dessen Anstieg im Zusammenhang mit dem hohen Investitionsvolumen in die Stromnetze sowie der Ausgabe von Darlehens- und Tagesgeldrahmen an verbundene Unternehmen steht. Das Umlaufvermögen stieg um +41,4 Prozent bzw. 203,7 Mio. € an. Ursächlich hierfür ist insbesondere ein um +104,3 Mio. € höherer Bestand an liquiden Mitteln infolge einer Einzahlung in die Kapitalrücklage sowie der abgerufenen Mittel im Zusammenhang mit den staatlichen Energiepreisbremsen, die erst im Folgejahr zur Abrechnung bei den Kunden kommen werden.

Auf der Passivseite stieg das Eigenkapital um +218,3 Mio. € ebenfalls aufgrund der vorgenommenen Einzahlung in die Kapitalrücklage i. H. v. 200 Mio. € an. Die Erhöhung der Kapitalrücklage steht dabei im Zusammenhang mit der Finanzierung von künftigen Investitionen der Energiewende. Darüber hinaus wurden insgesamt 9 Mio. € in die Gewinnrücklagen eingestellt. Die Rückstellungen erhöhten sich um +19,9 Prozent bzw. +81,2 Mio. €. Die Entwicklung der Rückstellungen ist im Wesentlichen auf einen preisbedingten Anstieg der energiewirtschaftlichen Rückstellungen zurückzuführen. Die Verbindlichkeiten zum 31. Dezember 2023 betragen insgesamt 920,3 Mio. € und liegen damit leicht über dem Vorjahresniveau (Vorjahr: 905,5 Mio. €). Im Berichtsjahr erfolgte die Tilgung des Darlehens von der KET i. H. v. 180,0 Mio. € sowie die Aufnahme von Darlehen gegenüber Kreditinstituten i. H. v. 100,0 Mio. €. Daneben führten die abgerufenen Mittel der staatlichen Energiepreisbremsen zu einer Erhöhung der sonstigen Verbindlichkeiten.

Das kurzfristige Fremdkapital ist vollständig 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 Berichtszeitraum lag der Frauenanteil auf der ersten Führungsebene bei 10,0 Prozent (2022: 11,1 Prozent). Auf der zweiten Führungsebene waren 17,0 Prozent (2022: 20,0 Prozent) der Führungskräfte weiblich. Nach Beschluss des Aufsichtsrates und des Vorstandes sollen die Anteile aus 2022 bis zum 30. Juni 2027 mindestens beibehalten werden. Der Aufsichtsrat strebt grundsätzlich eine Erhöhung des Frauenanteils auch im Vorstand an. Die Vorstandsbesetzung richtet sich gleichermaßen an alle Geschlechter. Gleichwohl konnte, auch unter Einbeziehung geeigneter Personalberater, keine gleichermaßen qualifizierte weibliche Bewerberin gewonnen werden; im Vorstand war daher keine Frau vertreten. Der Frauenanteil im Aufsichtsrat entsprach der festgelegten Zielgröße i. H. v. 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 moderner Messeinrichtungen und intelligenter Messsysteme,
- 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 Eigentum der TEAG und ist an die TEP Thüringer Energie Speichergesellschaft mbH, Erfurt (TEP), verpachtet. Der UGS Kirchheilingen ist in 2023 ebenfalls in das Eigentum der TEAG übergegangen und wird an die TEP verpachtet.

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

In den anderen Tätigkeiten innerhalb des Elektrizitäts- bzw. Gassektors sind die 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 den Wärmebereich einschließlich der KWK-Anlagen.

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 2023 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

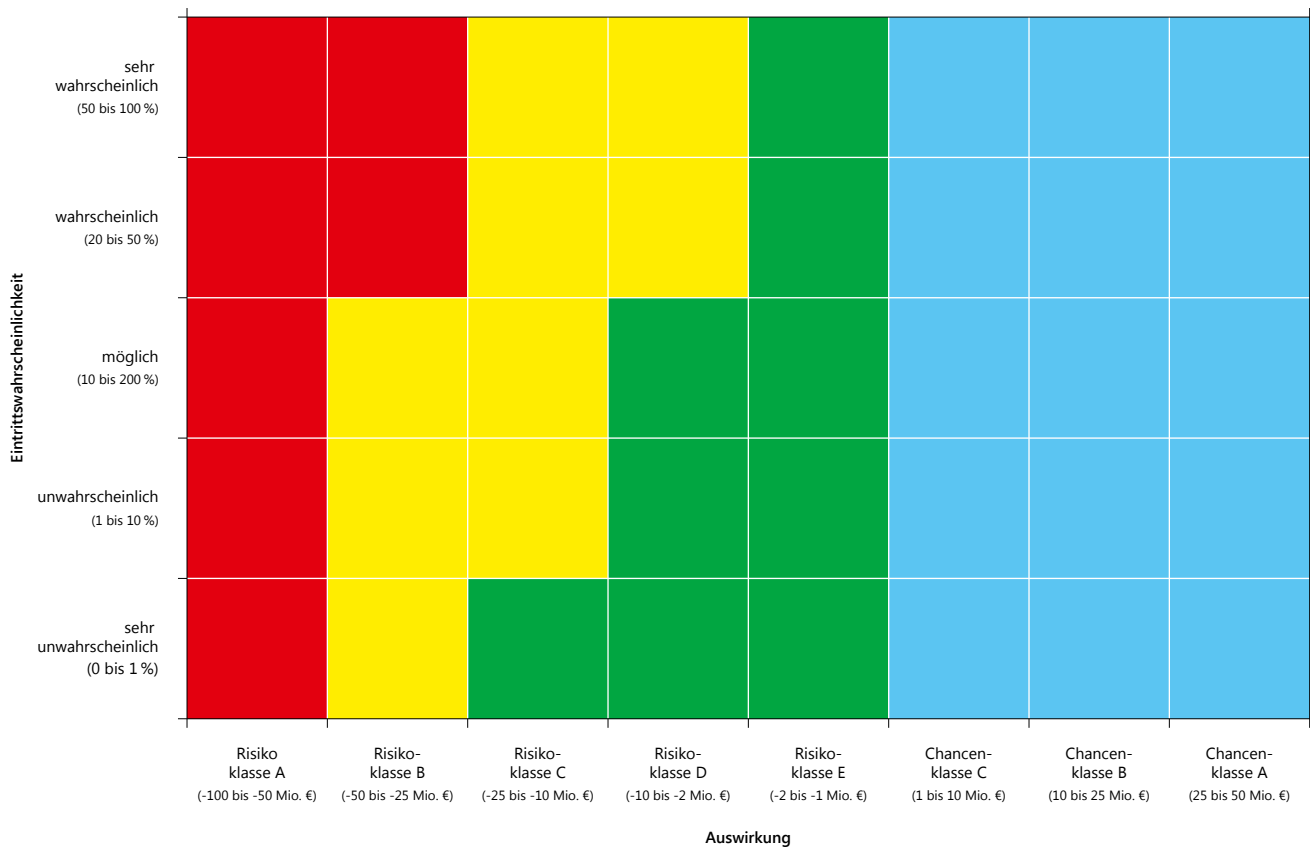
Die Zunahme geopolitischer Auseinandersetzungen mit teils signifikantem Einfluss auf die weltweiten (energie-) wirtschaftlichen Handelsbeziehungen in Verbindung mit der beschleunigten Transformation der europäischen und deutschen Energieversorgung führt zu umfassenden Veränderungsprozessen. Die sich hieraus ergebenden Chancen und Risiken innerhalb bzw. für unsere Unternehmensgruppe werden aktiv durch ein entsprechendes Chancen- und Risikomanagementsystem gesteuert, das konzernweit implementiert ist. Die konsequente Durchsetzung fördert ein einheitliches Bewusstsein und bildet einen wichtigen Faktor; durch eine übergreifende Betrachtung schaffen wir die Voraussetzungen für einen ganzheitlichen Strategie-, Planungs- und Controllingprozess. Zudem fördern wir die Etablierung einer nachhaltigen Compliancekultur sowie die Tätigkeiten der internen Revision.

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 Risikoreduzierung bzw. -vermeidung. Das Management von Chancen und Risiken umfasst, neben dem Chancen und Risikomanagementsystem im engeren Sinn, auch ein internes Kontrollsystem (IKS), ein qualifiziertes Frühwarnsystem sowie eine Aufstellung entsprechender Sicherungsmaßnahmen. Die angewandten Instrumente und Methoden werden dabei kontinuierlich überprüft und weiterentwickelt. Zu den relevanten Steuerungsgrößen gehören die Risikotragfähigkeit, das EBITDA, das EBT und die Liquidität.

Regelmäßig ergehen zudem Informationen über wesentliche aktuelle Entwicklungen und Ereignisse an den Vorstand und Aufsichtsrat.

Die jeweiligen Chancen und Risiken betrachten wir nicht isoliert, sondern analysieren deren Zusammenhänge sowohl in qualitativer als auch quantitativer 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, werden diese anhand von „Eintrittswahrscheinlichkeitsklassen“ und „Auswirkungsklassen“ bewertet. Dabei werden die Chancen und Risiken in 3 (A bis C) bzw. 5 (A bis E) Auswirkungsklassen unterteilt. Die Risikotragfähigkeit wird auf handelsrechtlicher Basis berechnet. 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.

Zur Beurteilung der verschiedenen Chancen- bzw. Risikopotenziale verwenden wir eine entsprechende Matrixdarstellung. Die Bedeutung der jeweiligen Risiken steigt vom grünen bis zum roten Bereich, bei den Chancen erfolgt keine farbliche Abstufung. Die jeweiligen Chancen und Risiken ordnen wir der Matrix auf Grundlage der beiden Kategorien Eintrittswahrscheinlichkeit und Nettowert der Auswirkung zu. Die nachstehende Abbildung verdeutlicht das Prinzip.



Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich auf wesentliche Risiken, die im Rahmen unserer internen Bewertung den gelben bzw. roten Feldern zugeordnet wurden (Auswirkungsklassen A–C). Chancen werden analog hierzu bei entsprechender Bedeutung ausgeführt.

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 kommende Geschäftsjahr erwartet. Das vorhandene Risikodeckungspotenzial ist ausreichend, um den aggregierten Gesamtrisikoumfang zu tragen. Die Risikotragfähigkeit ist sowohl für unsere Tochterunternehmen als auch für die Unternehmensgruppe insgesamt gegeben. Dennoch unterliegen wir gewissen Unsicherheiten, die unsere Geschäftsaktivitäten potenziell beeinflussen können. Durch den Einsatz geeigneter Kontroll- und Überwachungssysteme sowie entsprechender Sicherungsmaßnahmen werden diese Risiken begrenzt. Verschiedene Sachverhalte können sich dabei auch positiv auf unsere Geschäftstätigkeiten auswirken. Die frühzeitige Identifizierung, Überwachung und Steuerung dieser Chancen erfolgt ebenfalls im Rahmen unseres Chancen- und Risikomanagementsystems. Dabei gilt es, die entsprechenden Chancenpotenziale sowohl auf Ebene der einzelnen Geschäftsbereiche als auch auf der Gesamtebene der Unternehmensgruppe zu erkennen und entsprechende Maßnahmen einzuleiten. Auf Grundlage unserer internen Chancen- bzw. Risikoerkennung und -bewertung haben die folgenden Sachverhalte eine wesentliche Bedeutung auf unsere Vermögens-, Finanz- und Ertragslage.

Chancen und Risiken aus übergreifenden Entwicklungen

In Zusammenhang mit den weltweiten geopolitischen Auseinandersetzungen nimmt die gesamtwirtschaftliche Risikosituation zu. Im Geschäftsjahr 2023 ist mit dem Abflauen der Energiemarktkrise jedoch eine merkliche Entspannung der spezifisch energiewirtschaftlichen Risikolage eingetreten. Diese äußert sich v.a. in Form des Preisrückgangs an den internationalen und nationalen Handels- und Beschaffungsmärkten für Primärenergie. Zugleich reduzieren sich für uns damit aber auch einschlägige Chancenpotenziale, u. a. bei der Stromvermarktung durch Eigenerzeugung.

Aus dem BVerfG-Urteil zum KTF ergeben sich Finanzierungsrisiken für die energiewendebedingte Transformation in Deutschland. Der Wegfall staatlicher Fördermittel bzw. unsichere staatliche Rahmenbedingungen könnten kurz- und langfristige Auswirkungen auf unsere Geschäftsaktivitäten haben. Eine Reduzierung staatlicher Finanzierungsleistungen könnte Investitionsentscheidungen beeinflussen und die Entwicklung neuer Energieprojekte erschweren.

Die anhaltenden Herausforderungen in den globalen Handels- und Lieferketten (Auswirkungsklasse C) führen zu Risiken bei der Materialbeschaffung, die mit Verzögerungen beim Netzausbau bzw. höheren Finanzierungskosten einhergehen können. Dem Risiko wird u. a. durch eine vorausschauende Lagerbewirtschaftung entgegengewirkt.

Die geschäftsfeldübergreifende IT-Sicherheit (Auswirkungsklasse B) hat nach wie vor eine große Bedeutung. Potenzielle Cyberangriffe, die zu erheblichen IT-Ausfällen führen könnten, sind ernstzunehmende Risikoszenarien und stellen eine ernsthafte Bedrohung dar, nicht zuletzt auch für Betreiber kritischer Infrastrukturen. Technische Maßnahmen zur Vermeidung dieses Risikos liegen u. a. in mehrstufigen Firewalls, dem IKS, verschiedenen Backup-Strategien und einem umfassenden Berechtigungs- und Zutrittsmanagement. Neben regelmäßigen Überprüfungen der bestehenden Sicherheitsarchitektur erfolgen zudem die Kommunikation aktueller Bedrohungsszenarien an unsere Belegschaft sowie umfangreiche Schulungen. Zur Begrenzung der finanziellen Schäden eines IT-Ausfalls haben wir geeignete Maßnahmen ergriffen.

Darüber hinaus bestehen für unsere Geschäftstätigkeiten einschlägige Umweltrisiken (Auswirkungsklasse C), etwa in Form von Extremwetterlagen, die Einfluss auf den Betrieb unserer Erzeugungsanlagen bzw. Netze haben können. Beim Risikoeintritt kann es zu Versorgungsbeeinträchtigungen und ggf. auch zu größeren Instandsetzungsaufwendungen kommen.

Im Netzbereich bestehen übergreifende Risiken insbesondere in Form von Mindererlösen bei den Netzentgelten (Auswirkungsklasse B). Im Rahmen der Netzentgeltkalkulation werden Prognosen zu den jeweiligen Netzmengen erstellt; Mengenabweichungen sind bei der Kalkulation der Netzentgelte, v.a. in einem sich verändernden Marktumfeld, nicht auszuschließen. Hieraus potenziell resultierende Mindererlöse können zukünftig zwar über das Regulierungskonto nacherlöst werden, haben dabei jedoch im laufenden Geschäftsjahr keine Realisationswirkung. Zur Risikoreduzierung findet ein intensives energiewirtschaftliches Monitoring mit einer regelmäßigen Überprüfung und Anpassung unserer Kalkulationsprämissen statt.

Im Bereich Telekommunikation und Glasfaserausbau ergeben sich Risiken durch konkurrierende Infrastrukturen bzw. durch den Überbau bestehender Infrastruktur (Auswirkungsklasse C). Die steigenden Kapitalmarktzinsen könnten zudem das zusätzliche Risiko mit sich führen, die Umsetzungsgeschwindigkeit beim eigenwirtschaftlichen Ausbau zu hemmen. Weitere Chancen und Risiken entstehen durch die Erweiterung der Förderbarkeit des Breitbandausbaus durch die Bundesregierung. Die bisherige Förderung von Anschlüssen mit einer Übertragungsgeschwindigkeit von weniger als 30 Mbit/s (sog. „weiße Flecken“) wurde nun auch auf die Beseitigung der sog. „grauen Flecken“ ausgeweitet. Hierdurch wird Konkurrenz zu unserer bestehenden Infrastruktur gefördert.

Übergreifende Chancen ergeben sich insbesondere durch die Entwicklung und Nutzung neuer, innovativer Technologien, aus denen wettbewerbsfähige Produkte und Dienstleistungen hervorgehen können (Auswirkungsklasse C). Entsprechende Geschäftspotenziale sind aktuell u. a. durch die Portfolioentwicklung im Bereich der EE, den Ausbau der Ladesäuleninfrastruktur im Bereich Elektromobilität, die Digitalisierung des Messwesens im Rahmen von iMSys sowie durch den weiteren Ausbau des Dienstleistungsgeschäftes (z. B. im Rahmen der KWP und beim Glasfaser-

ausbau) gegeben. Im Bereich H₂ bestehen weitere wichtige Entwicklungschancen, die wesentlich zur Umsetzung unseres Versorgungsauftrages sowie unserer Nachhaltigkeitsziele beitragen.

Marktchancen und -risiken

Die Beschaffenheit der Märkte und sich verändernde 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 Bereichen Strom und Gas bei der Beschaffung, der Erzeugung und im Vertrieb. Einerseits werden diese durch gesetzliche Vorgaben, andererseits durch kundenbezogene Entwicklungen und das Verhalten weiterer Marktteilnehmer beeinflusst.

Marktchancen (Auswirkungsklasse A) und -risiken (Auswirkungsklasse D) ergeben sich dabei durch Preisschwankungen auf den Beschaffungsmärkten für Strom und Gas, die mit der Energiemarktkrise stark zugenommen haben. Zusätzlich entstehen Chancen und Risiken in der Erzeugung durch die Preisentwicklung für CO₂-Zertifikate. Eine konsequente Risikosteuerung und -limitierung bleiben ein Kernbestandteil unserer Aktivitäten. Zur Überwachung der bestehenden Preisschwankungen auf dem Strom- und Gashandelsmarkt sowie der Preisentwicklungen der Zertifikate verfügen wir über ein kunden- und produktgruppenspezifisches Controlling. Unsere Unternehmensprozesse zur Risikolimitierung im Vertriebs- und Beschaffungsgeschäft umfassen u. a. ein fortlaufendes, engmaschiges Monitoring der Marktbedingungen mit regelmäßigen Plan- und „ad hoc“-Reportings zur aktuellen Marktsituation, eine Ableitung entsprechender (Handlungs-) Implikationen sowie verschiedene, zielgerichtete operative und auch strategische Entscheidungen zur Risikolimitierung.

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 infolge von Strompreisschwankungen reduziert. Mit einer zwischen Wärmeerzeugung und Strompreisindikation abgestimmten Beschaffungs- und Vermarktungsstrategie werden Marktpreisrisiken zielgerichtet gesteuert. Im Strombereich sind mit dem Wegfall der staatlichen Bezuschussung zu den Netzentgelten Kundenabwanderungen infolge von Preiseffekten mit dem voranschreitenden, energiewendebedingten Netzaus- und -umbau nicht auszuschließen.

Der Ergebnisbeitrag unseres Erzeugungsbereiches wird neben den Marktrisiken aus Beschaffung und Absatz zudem durch die Höhe der vermiedenen Netznutzungsentgelte beeinflusst (Auswirkungsklasse C). 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 Bezugs- last auf der jeweiligen Netzebene.

Chancen und Risiken aus Recht und Regulierung

Die Chancen und Risiken aus den rechtlichen bzw. regulatorischen Rahmenbedingungen resultieren im Wesentlichen aus Unsicherheiten in Bezug auf die Ermittlung der jeweiligen Erlösobergrenzen. Grundsätzlich besteht die Möglichkeit einer An- bzw. Aberkennung bestimmter Kostenpositionen durch die BNetzA, die im Rahmen der Planung bisher nicht berücksichtigt wurden (Auswirkungsklasse C).

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 – und vor dem Hintergrund sich rasch verändernder wirtschaftlicher Rahmenbedingungen auch planerische – Mängel bei der konkreten Ausgestaltung des Regulierungsregimes.

Neue technische Anforderungen an das Hoch- und Mittelspannungsnetz, veränderte gesetzliche Regelungen und insbesondere die Umsetzung der Energie- bzw. Wärme- und Verkehrswende erfordern höhere Netzinvestitionen. Begrenzte finanzielle Mittel sowie beschränkte Material- und Personalkapazitäten (incl. der Verfügbarkeit von entsprechenden Dienstleistern) stehen der unmittelbaren Erfüllung aller Anforderungen entgegen.

Das derzeitige Regulierungsmodell berücksichtigt die klimawendebedingten Investitionserfordernisse in den anstehenden Netzum- und -ausbau nur unzureichend, insbesondere vor dem Hintergrund der aktuellen marktlichen Veränderungen. Die BNetzA könnte hier Gebrauch von ihren neu hinzugewonnenen Gestaltungsspielräumen machen, um das derzeitige Regulierungsregime nachhaltig positiv zu beeinflussen. Die umfassenden (Strom-) Netzinvestitionen, die die Energie- und Klimawende erfordern, müssen besser abgesichert werden. Die aktuellen Festlegungen der BNetzA erscheinen vor dem Hintergrund der konjunkturell veränderten Ausgangssituation auf den Beschaffungs-, Personal-, und Dienstleistungsmärkten kaum als ausreichende Absicherung für den beschleunigten Netzaus- und -umbau. Zur Risikovermeidung führen wir kontinuierlich Bedarfsanalysen zu den Investitionsschwerpunkten durch.

Finanzwirtschaftliche Chancen und Risiken

Finanzwirtschaftliche Risiken bestehen aus unserer Perspektive v. a. in Form von Liquiditäts- und Kreditrisiken. Infolge nicht eingehaltener Kennziffern könnte es zu Bonitätsverschlechterungen und damit zu entsprechenden Liquiditätsrisiken kommen (Auswirkungsklasse B). Zur Vermeidung der Liquiditätsrisiken erfolgt eine kontinuierliche Überwachung der Kennzahlen im Rahmen unseres IKS. 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. Darüber hinaus führt die im Geschäftsjahr 2023 realisierte Eigenkapitalerhöhung zu einer Entspannung der Risikosituation.

Weitere finanzwirtschaftliche Chancen (Auswirkungsklasse C) und Risiken (Auswirkungsklasse D) ergeben sich durch das Finanzierungsmodell unserer betrieblichen Altersvorsorge (BAV). Mit der im Vorjahr 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. Potenzielle Risiken ergeben sich aus einer Nachschussverpflichtung bei einer etwaigen negativen Wertentwicklung des Pensionsfondsvermögens der ausgelagerten Pensionsverpflichtungen.

Chancen und Risiken aus Beteiligungen

Weitere Chancen und Risiken (Auswirkungsklasse C) ergeben sich aus unseren Beteiligungen. Unser Beteiligungsportfolio umfasst zahlreiche Thüringer Stadtwerke, deren Geschäftsfelder und somit auch Herausforderungen sich grundsätzlich mit denen der TEAG-Unternehmensgruppe decken. Daher ergeben sich auch für die Beteiligungen vergleichbare Chancen und Risiken. Der konkrete Umfang ist dabei vom jeweiligen Gesamtengagement abhängig. Aktuell liegt der Schwerpunkt des Beteiligungsportfolios auf 20 Thüringer Stadtwerken.

Bezüglich der Beteiligungen aus dem Bereich EE besteht insbesondere im Hinblick auf den Entfall staatlicher Fördermaßnahmen bzw. Zuschüsse das Risiko der Verlangsamung des Ausbaus regenerativer Erzeugungsanlagen, wodurch sich tiefgreifende Veränderungen ergeben können.

Sowohl bei den Stadtwerken als auch bei unseren Beteiligungen im Bereich der EE besteht daher grundsätzlich das Risiko rückläufiger Beteiligungserträge aufgrund ausbleibender Ausschüttungen oder Wertberichtigungen der Beteiligungswerte. Das Risikopotenzial wird dabei maßgeblich durch Marktentwicklungen sowie durch 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 potenziellen 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 Energiemarktkrise.

IV Prognosebericht

Erzeugung und Wärme

In Deutschland führen der Atom- und der geplante Kohleausstieg zu einer deutlichen Verknappung der gesicherten Leistung. Vor diesem Hintergrund gewinnt der Aus- bzw. Umbau von modernen Gaskraftwerken – als systemimmanent wichtigen Komplementären zu den volatilen EE – erheblich an Bedeutung. Neben dem Ausbau des PV- und Windkraftgeschäftes spiegeln sich die energiebedingten Veränderungen für uns daher auch im (klimaneutralen) Umbau unserer konventionellen Erzeugungsanlagen wider. Am Standort des HKW Jena sehen unsere Überlegungen die Errichtung einer vollständig H₂-fähigen Gasmotorenreihe, einer leistungsfähigen Flusswärmepumpe sowie einer hochmodernen PtH-Anlage vor. Die operativen Umbauarbeiten hierzu sollen im kommenden Berichtszeitraum beginnen. Die klimaneutrale Gasmotorenreihe soll die Stromerzeugung der vorgesehenen (Fluss-) Großwärmepumpe strategisch absichern und die Erzeugung aus fossilem Erdgas ersetzen.

Wir gehen davon aus, dass auch die (Fern-) Wärmeerzeugung in Zukunft aus einer Vielzahl erneuerbarer Quellen – sowie korrespondierender neuer Technologien, wie etwa leistungsfähiger Großwärmepumpen in Verbindung mit entsprechenden Elektrodenkesseln – erfolgen wird. Mit der Zunahme von Wärmepumpen, auch im privaten Bereich, steigt jedoch auch der Strombedarf aus EE.

Im Hinblick auf ein funktionierendes Gesamtsystem sind, nicht zuletzt auch für die Geschäftsentwicklung im Erzeugungsbereich, stabile (ordnungs-) politische Rahmenbedingungen von großer Bedeutung. Zur Sektorenkopplung im Wärme-, Strom- und Verkehrsbereich sind so u. a. standardisierte Genehmigungsverfahren und -kriterien von Elektrolyse-Anlagen zu erarbeiten. Als Thüringer Energieversorger unterstützen wir den Transformationsprozess und bringen die Erfahrungen aus den Branchenverbänden ein. Die Thüringer Kommunen werden wir auch im kommenden Geschäftsjahr aktiv bei der Um-

setzung der KWP unterstützen. Im dezentralen Wärmegeschäft werden wir parallel hierzu das steigende Interesse an Quartierlösungen und sog. „kalten Nahwärmenetzen“ aufnehmen und unsere Geschäftsaktivitäten diesbezüglich ausdehnen.

Tendenziell belastet der weitere Anstieg des CO₂-Preises die Deckungsbeiträge unserer Heizkraftwerke. Dennoch gehen wir für das Erzeugungsgeschäft im Geschäftsjahr 2024 infolge unserer langfristig angelegten Beschaffungsstrategie beim Rohenergieeinkauf und der Diversifikation unseres Erzeugungsportfolios im EE-Bereich von steigenden Ergebnisbeiträgen aus.

Strom- und Gasnetze

Die Einspeiseleistung EE in unserem Netzgebiet nimmt kontinuierlich zu. Mit dem Voranschreiten der Energiewende wird dabei auch die Prognose der Netzmengen deutlich schwieriger. Die Integration großer PV-Parks, die Elektrifizierung des Verkehrssektors und die Umstellung der Heizsysteme auf den Wärmepumpenbetrieb erhöhen zudem die Anforderungen an das Engpassmanagement bzw. die Netzsteuerung. Im Niederspannungsnetz erfordern der Umstieg auf die Elektromobilität und der Übergang der häuslichen Wärme auf den Stromsektor – bzw. die Zunahme der zeitgleichen Netzentnahmen – deutliche Anpassungen. Aber auch im Hochspannungsnetz ist eine Vervielfachung der bisherigen Netzzu- und -umbauleistungen abzusehen. Die Zunahme der Einspeisung aus EE führt dazu, dass bereits heute ein nicht unerheblicher Teil der Strommenge in die nächsthöher gelegene Netzebene umgeleitet werden muss. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wie genau die Verteilung von deutlich mehr Energie aus erneuerbaren Quellen bzw. der hiermit einhergehende Infrastrukturausbau bestmöglich organisiert werden kann.

Zur Abarbeitung der vor uns liegenden Netzaus- und -umbauaufgaben werden wir die Zusammenarbeit mit Kommunal-, Kreis- und Landesbehörden weiter intensivieren und unsere Planungs-, Projekt- und Baubegleitungskapazitäten suk-

zessive erweitern. Im Stromnetz planen wir mit einer Verdopplung der Investitionen bis 2028 auf jährlich rund 140 Mio. €. Hierzu gehört auch der Aufbau neuer Personalkapazitäten bzw. die Gewinnung entsprechend qualifizierter Mitarbeiter. Die wesentlichen Handlungsfelder liegen, neben der Mitarbeiterakquise, dabei auch in der Verhandlung und Begleitung notwendiger Planungs- und Genehmigungsverfahren, der Materialbeschaffung und Dienstleistungsgewinnung sowie in der Sicherung entsprechender Baukapazitäten.

Die Finanzierung der anstehenden Netzaus- und -umbauaktivitäten muss durch eine ausreichende Verfügbarkeit liquider Mittel abgesichert werden. Der Regulierungsmaßstab der BNetzA hierfür darf – insbesondere vor dem Hintergrund der aktuellen volkswirtschaftlichen bzw. konjunkturellen Veränderungen – nicht in der Vergangenheit liegen. Zur Stärkung der klimaneutralen Stromversorgung wird derzeit, neben einer Neuausrichtung des Regulierungsrahmens, insbesondere auch eine Netzentgeltreform diskutiert. Von einer grundlegenden Modifizierung der Netzentgeltssystematik erwarten wir uns eine bessere, insbesondere sachgerechtere, deutschlandweite Verteilung der Mehrkosten aus der (Netz-) Integration von EE-Anlagen, von der letztendlich auch die Netzkunden profitieren.

Im Gasbereich gehen wir im Hinblick auf die anstehende Dekarbonisierung von einem grundsätzlichen Mix aus Umbau und Stilllegung unserer Netze aus, bei einer gleichzeitigen Neudefinition der Versorgungsaufgaben im Strombereich. Über die TEN bereiten wir uns auf eine Umrüstung vor und werden diesbezüglich, neben unseren bisherigen Aktivitäten, weitere planerische Maßnahmen entlang einer zukünftigen Grüngas- bzw. H₂-Wertschöpfungskette ergreifen. Unsere Investitionen im Gasbereich werden in den nächsten Jahren wesentlich durch den vom Gesetzgeber verbindlich vorgeschriebenen Netzanschluss von Bio- bzw. Grüngaserzeugern geprägt sein. Demgegenüber werden unsere Ersatzinvestitionen auf ein notwendiges Maß begrenzt.

Energievertrieb

Die Prognose der Geschäftsentwicklung im Vertriebsbereich erfolgt vor dem Hintergrund anhaltender marktlicher, gesetzlicher und auch regulatorischer Veränderungen in einem zunehmend komplexer werdenden Marktumfeld. Auch wenn sich die angespannte Marktsituation auf den Beschaffungsmärkten insgesamt wieder beruhigt hat, und wir unser Produkt- bzw. Vertriebsportfolio durch unsere langfristige Einkaufsstrategie und breite Risikostreuung absichern können, erwarten wir für den kommenden Berichtszeitraum signifikante Veränderungen.

Neben gesetzlichen und regulatorischen Aspekten betreffen diese nicht zuletzt u. a. auch eine deutliche Zunahme von Eigenverbrauchslösungen im Markt, die Rückwirkungen auf das Abnahmeverhalten von Kunden und die Mengenbeschaffung bzw. -planung haben. Die Zunahme von PV-Anlagen und weiteren erneuerbaren, dezentralen Eigenverbrauchslösungen (wie z. B. Wärmepumpensystemen) erschwert die Erstellung etwa von sog. „Day-ahead“-Prognosen sowie entsprechenden Lieferangeboten. Generell ist von zunehmenden Veränderungen im Abnahmeverhalten unserer Kunden auszugehen, sowohl auf Seite der SLP als auch bei den Industrie- und Gewerbekunden. Die anhaltende, starke Volatilität bei den Ausgleichsenergiepreisen lässt zudem die Kosten für Liefermodelle mit Mengenflexibilität steigen.

Im Hinblick auf den energiewendebedingten Netzaus- und -umbau ist abzusehen, dass der Netzentgeltanteil im Vertriebspreis unserer Strom- und Gasprodukte in den kommenden Jahren steigen wird. Nach dem Haushaltsurteil des BVerfG zum KTF – und den damit einhergehenden staatlichen Einsparungen – wird es keine Entlastungsmaßnahmen bei den Netzentgelten geben. In Verbindung mit dem Auslaufen der Energiepreisbremsen rechnen wir mit einer deutlichen Zunahme der Wettbewerbsdynamik und erhöhten Forderungsausfallrisiken. Auf diese werden wir uns u. a. mit einer Anpassung unserer Kundenbindungsstrategien einstellen.

Zudem werden wir die Optimierung unserer IT-gestützten Vertriebsmaßnahmen (u. a. im Bereich Datenanalyse) fortführen.

Auf der Absatzseite planen wir für das Geschäftsjahr 2024 mit einem Stromabsatz i. H. v. rund 7.187 GWh, einem Gasabsatz i. H. v. rund 6.972 GWh sowie einem Wärmeabsatz i. H. v. rund 486 GWh. Mittelfristig planen wir im Stromvertrieb mit einem Kunden-, Absatz- und Ergebnisanstieg. Im Gasvertrieb konzentrieren wir uns auf die Pflege und Entwicklung des Bestandskundengeschäftes.

Elektromobilität

Über den Ausbau der Ladesäuleninfrastruktur im Bereich Elektromobilität treiben wir die Verkehrs- und Klimawende in Thüringen und Deutschland aktiv voran. Auch wenn die Neuzulassungszahlen von Elektrofahrzeugen derzeit tendenziell stagnieren und die Bundesregierung ihre Förderprogramme für den Kauf von E-Fahrzeugen zum Jahresende eingestellt hat, gehen wir davon aus, dass sich der Umstieg von Verbrennungsmotoren auf batterieelektrische Fahrzeuge mittel- und langfristig durchsetzen und – nach dem Erreichen einer kritischen Schwelle im Markt – auch wieder deutlich an Dynamik gewinnen wird. Die verkehrspolitische Wende bzw. die Dekarbonisierung des öffentlichen und privaten Personen- und Güterverkehrs unterstützen wir durch den konsequenten und zügigen Ausbau der Ladenetzinfrastruktur.

Für das Geschäftsjahr 2024 haben wir im Geschäftsfeld Elektromobilität Investitionen i. H. v. 17,8 Mio. € geplant. Unser Investitionsvolumen zum Ausbau der öffentlichen Ladenetzinfrastruktur wird sich damit im Vergleich zum aktuellen Berichtszeitraum um rund die Hälfte erhöhen. Insbesondere die Anzahl der (öffentlichen) Schnellladepunkte wollen wir deutlich steigern. Bis zum Jahr 2025 wollen wir rund 750 und bis zum Jahr 2028 rund 1.500 öffentliche Ladepunkte in über 100 Städten in Thüringen bzw. Mitteldeutschland errichtet haben. Der Investitionsschwerpunkt der Geschäftsaktivitäten wird, insbesondere in den kommenden beiden

Geschäftsjahren, auf dem Ausbau von rund 200 DC- bzw. Schnellladestandorten liegen.

Im Geschäftsfeld Elektromobilität gehen wir für das Geschäftsjahr 2024 von einem Anstieg der Umsatzerlöse sowie von einem weiteren Personalzuwachs aus.

Messwesen

Die Digitalisierung des Messwesens werden wir auch im kommenden Geschäftsjahr weiter vorantreiben. Vor dem Hintergrund neuer gesetzlicher Grundlagen rechnen wir für 2024 mit einer deutlichen Dynamisierung des iMSys-Rollouts.

Der zügige Rollout ist eine wichtige Grundlage für eine erfolgreiche Transformation bzw. Dekarbonisierung des Energiesystems. Der voranschreitende Ausbau der EE in Verbindung mit der zunehmenden Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors – bzw. die wachsende Anzahl kleiner, dezentraler Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten – führt zu einem passgenauen Steuerungsbedarf der Netze. Die dargebotsabhängige Einspeisung der EE und die Bezugsbedarfe der Abnehmer müssen aufeinander abgestimmt werden. Hierzu sind nicht nur entsprechende Speichertechnologien, sondern auch ein aktives Last- und Erzeugungsmanagement notwendig. Als zentrale Kommunikationseinheiten werden SMGws bzw. iMSys bei der systemischen und marktlichen Integration von dezentralen Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen eine aktive Rolle spielen. Als eine Art zentrale Datendreh-scheiben werden diese künftig hochauflösende, lokale Daten für verschiedene Marktakteure, wie beispielsweise Netzbetreiber und Energielieferanten, zur Verfügung stellen. Darüber hinaus können lokale Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten über SMGws auch zielgerichtet (an-) gesteuert und beispielsweise entsprechend der jeweils vorherrschenden Lastverhältnisse im Stromnetz ausgerichtet werden. Dies eröffnet auch die Entwicklung entsprechender Zusatzleistungen, etwa beim dynamischen Laden von Elektrofahrzeugen.

Im letzten Quartal des Jahres hat die BNetzA neue Regelungen für das netzorientierte Steuern und Schalten von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und Netzanschlüssen erlassen. Die Umsetzung erfordert ein enges prozessuales und systemisches Zusammenspiel zwischen VNBS und Messstellenbetreibern. Der Technologieintegration in unsere Netze sowie der gesellschaftsübergreifenden Geschäftsmodellentwicklung in unserer Unternehmensgruppe werden wir uns auch im kommenden Jahr widmen.

Wir erwarten, dass sich der beschleunigte iMSys-Rollout positiv auf die Geschäftsentwicklung im Bereich Messwesen auswirken wird. Mit der Dynamisierung des Rollouts ist mit entsprechenden Skalen- und mittel- bis langfristig auch Ergebniseffekten zu rechnen. Für die kommenden Geschäftsjahre planen wir mit einem Einbauvolumen von jährlich mehr als 17.000 iMSys.

Telekommunikation

Der Telekommunikationsmarkt ist weiter in Bewegung. Derzeit werden zahlreiche Kooperations- und Finanzierungsverträge zwischen der öffentlichen Hand als Fördermittelgeber im geförderten Glasfaserausbau und Telekommunikationsdienstleistern sowie auch zwischen den ausbauenden Wirtschaftsunternehmen selbst geschlossen. Eine weitere Beschleunigung des Glasfaserausbaus ist auch dringend nötig, denn die durchschnittliche Datenmenge pro Kunde hat sich in den vergangenen Jahren deutlich erhöht.

Der signifikante Anstieg der Kapital- bzw. Finanzierungskosten führt zu erheblichen strategischen Herausforderungen bei der Investitionsplanung bzw. Wirtschaftlichkeitsberechnung im eigenwirtschaftlichen Ausbau, sodass sich der Markt aktuell in einer Konsolidierungsphase befindet. Die TNK hat die Finanzierung ihrer Investitionen für das nächste Geschäftsjahr gesichert und wird ihre Ausbauaktivitäten verstärken. Beim eigenwirtschaftlichen Ausbau werden wir unser Investitionsvolumen – nach der diesjährigen Verdopplung – in den kommenden Jahren weiter steigern. Für die nächsten 3 Jahre planen wir mit einem eigenwirtschaft-

lichen Investitionsbudget von insgesamt rund 150 Mio. €. Darüber hinaus soll im selben Zeitraum der Abschluss der Vorhaben im sog. „weiße Flecken“-Förderprogramm mit einem Gesamtinvestitionsvolumen von rund 160 Mio. € erfolgen. Im Hinblick auf unsere Privatkunden im Telekommunikationsgeschäft haben wir uns das Ziel gesetzt, unsere Kundenzahl auf über 100.000 zu steigern.

Unseren Geschäftsfokus auf die Verbindung von Netzausbau und Bandbreitenerhöhung werden wir beibehalten. Zur Steigerung des Marktanteils werden wir unsere Geschäftsaktivitäten sowohl im ländlichen Raum als auch in Form von Kooperationsprojekten mit verschiedenen Stadtwerken weiterentwickeln.

Insgesamt gehen wir für das kommende Geschäftsjahr von einer deutlichen Kundenzunahme und einer leichten Ergebnissteigerung bei einer signifikanten Ausweitung unserer wettbewerblichen Investitionsvolumina aus.

Beteiligungen

Für das Geschäftsjahr 2024 erwarten wir ein Beteiligungsergebnis i. H. v. rund 15 Mio. €. Mittelfristig ist mit vergleichsweise geringeren Ergebnisbeiträgen als in den Vorjahren zu rechnen. Im Hinblick auf die Stadtwerksbeteiligungen ergeben sich ähnliche energiewirtschaftliche Herausforderungen wie für die TEAG-Unternehmensgruppe selbst, u. a. aus dem gehobenen Energiepreisniveau an den (Beschaffungs-) Märkten, neuen gesetzlich-regulatorischen Rahmenbedingungen mit Beginn der vierten Regulierungsperiode sowie dem anstehenden Investitionsbedarf im Rahmen der KWP. Mit Wegfall der Energiepreisbremsen ab dem 1. Januar 2024 besteht mit zunehmenden Preiswettbewerb zudem das Risiko von Margenverlusten infolge von Kundenabwanderungen.

Für das Geschäftsjahr 2024 planen wir, unser Beteiligungsportfolio neben unseren Stadtwerksbeteiligungen insbesondere im Hinblick auf die Geschäftsaktivitäten im Bereich der EE an die veränderten bzw. zunehmend komplexeren Marktanforderungen anzupassen. Auch werden

wir die Geschäftsaktivitäten im Bereich der Wasser- und Abwasserversorgung weiter ausdehnen; etwa durch die Übernahme entsprechender Dienstleistungen für Betriebsführungen sowie im Bereich Mess- und Zählerwesen. Mit der zielgerichteten Projektakquise bei Zweckverbänden und Gemeinden können zudem auch Geschäftsaufträge für benachbarte Geschäftsfelder generiert und zusätzliche Umsatz- bzw. Erlöspotenziale gehoben werden.

Voraussichtliche Entwicklungen insgesamt

Der Geschäfts- und Versorgungsauftrag der TEAG-Unternehmensgruppe wird in den kommenden Jahren von der Umsetzung der energiewendebedingten Transformationsaufgaben geprägt sein. Das zurückliegende Geschäftsjahr hat gezeigt, dass die Energiewirtschaft in Deutschland und Europa in der Lage ist, mit tiefgreifenden Veränderungen umzugehen, und auch für komplexe marktliche Herausforderungen geeignete Lösungen zu finden. Den energiewendebedingten Systemumbau werden wir auch im kommenden Berichtszeitraum weiter vorantreiben. In Thüringen bestehen für den anstehenden Wandel geeignete Voraussetzungen. Gemeinsam mit unseren kommunalen Anteilseignern, Branchenpartnern und Kunden wollen wir die vorhandenen Potenziale zielgerichtet und konsequent nutzen, zugleich aber auch mögliche (wirtschafts-) politische und regulatorische Handlungsbedarfe adressieren.

Der wirtschaftliche Erfolg der TEAG-Unternehmensgruppe ist auch Ergebnis eines breiten, geschäftsfeldübergreifenden Wertschöpfungsansatzes. Dieser deckt die gesamten energiewirtschaftlichen Wertschöpfungsstufen – vom Energieeinkauf und -handel, über die -erzeugung bis hin zu den Netzen und dem Energievertrieb – ab. Die Realisierung geschäftsfeldübergreifender Synergien im Bereich der EE gehört dabei zum festen Bestandteil unseres Unternehmensportfolios.

Im Erzeugungsbereich hat sich das Augenmerk zuletzt stark auf die Dekarbonisierung des Wärmesektors gerichtet; die Geschäftsaktivitäten im Bereich der grünen Fernwärmeplanung und -ver-

sorgung werden wir weiter ausbauen und unsere grüne (Fern-) Wärmenetzinfrastruktur entsprechend der erarbeiteten Wärmenetzstrategien modernisieren. Die Thüringer Kommunen werden wir im Rahmen der KWP umfassend bei der Erstellung nachhaltiger Wärmenetzstrategien unterstützen.

Im Netzbereich findet derzeit ein Wandel vom last- hin zu einspeisegetriebenen Netzausbau statt. Mit der Zunahme alternativer Wärmelieferanten (wie etwa von Wärmepumpen), der Vervielfachung des PV-Ausbaus und der übergreifenden Sektorenkopplung wird die Netzlast in Thüringen deutlich steigen. Die Dezentralisierung der Erzeugungsstrukturen und die sektorenübergreifende Dekarbonisierung machen die Stromnetze dabei zur zentralen Drehscheibe der komplexen Energiewendewelt – und deren digitale Anbindung zur Grundvoraussetzung für das erfolgreiche Zusammenspiel aller Bausteine. In diesem Zusammenhang gewinnen die Entwicklung und marktreife Implementierung geeigneter Überwachungs-, Last-, und Steuerungsmechanismen erheblich an Bedeutung. Im Hinblick auf den klimawendebedingten Netzaus- und -umbau sowie die einschlägigen Digitalisierungs- bzw. IT-Bedarfe gehen wir davon aus, dass sich unser Personalbedarf deutlich erhöhen wird.

Die Verfügbarkeit von sauberer Energie aus erneuerbaren Quellen wird für Thüringen zunehmend zu einem Standortvorteil. Um diesen abzusichern, sind Planungs- und Genehmigungsverfahren zu vereinfachen und zu beschleunigen. Der zügige Ausbau der EE braucht attraktive Investitionsanreize und Planungssicherheit. Für die Umsetzung der anstehenden Transformationsleistung muss der Gesetzgeber verlässliche Rahmenbedingungen schaffen.

Unter Wahrung einer geschäftsfeldübergreifenden Balance zwischen Versorgungssicherheit und -stabilität, Wirtschaftlichkeit und Klimaschutzambitionen werden wir auch im kommenden Jahr mit dem notwendigen Augenmaß vorangehen und für eine verlässliche, klimafreundliche und bezahlbare Energieversorgung in Thüringen sorgen.

Für das Geschäftsjahr 2024 rechnen wir für die TEAG-Unternehmensgruppe mit einem EBITDA i. H. v. 225 bis 245 Mio. € und einem EBT i. H. v. 95 bis 110 Mio. €. Der Konzernjahresüberschuss wird im kommenden Geschäftsjahr voraussichtlich einen Wert zwischen 65 und 80 Mio. € erreichen. Für das Jahr 2024 sind in der TEAG-Unternehmensgruppe Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen i. H. v. insgesamt rund 300 Mio. € vorgesehen; unser Investitionsvolumen werden wir – vor dem Hintergrund der anstehenden, klimawendebedingten Transformationsleistungen – in den Folgejahren voraussichtlich weiter steigern. 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

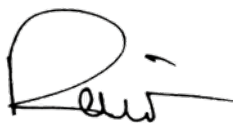
und Digitalisierung. Wesentliche Investitionstreiber sind die Energie- bzw. Wärme- und Verkehrswende mit dem Um-, Aus- und auch Neubau entsprechender Infrastruktur.

Zur Finanzierung der energiewendebedingten Herausforderungen bzw. Investitionen sind in den nächsten Jahren weitere Fremdkapitalaufnahmen notwendig. Zur Stärkung des Eigenkapitals sind zusätzliche Kapitaleinlagen geplant.

Im Geschäftsjahr 2024 erwarten wir für die TEAG ein EBITDA zwischen 195 Mio. € und 215 Mio. €, ein EBT zwischen 95 Mio. € und 110 Mio. € sowie einen Jahresüberschuss zwischen 70 Mio. € und 80 Mio. €. Bei den Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen planen wir ein Volumen i. H. v. rund 160 Mio. €.

Erfurt, 22. März 2024

Der Vorstand



Stefan Reindl



Dr. Andreas Roß



Dr. Christian Thewißen

KONZERNABSCHLUSS

für das Geschäftsjahr
vom 1. Januar 2023 bis zum 31. Dezember 2023

Konzernbilanz

Konzernbilanz		
	31.12.2023	31.12.2022
	T€	T€
AKTIVA		
Anlagevermögen	1.636.851	1.473.506
Immaterielle Vermögensgegenstände	37.239	20.770
Sachanlagen	1.384.260	1.240.397
Finanzanlagen	215.352	212.339
Umlaufvermögen	787.693	586.610
Vorräte	111.382	105.764
Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	439.890	349.877
Flüssige Mittel	236.421	130.969
Rechnungsabgrenzungsposten	3.570	1.074
Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung	5.140	492
Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBiG	16.309	16.314
	2.449.563	2.077.996
PASSIVA		
Eigenkapital	673.293	454.723
Gezeichnetes Kapital	100.000	100.000
Kapitalrücklage	249.402	49.402
Gewinnrücklagen	241.630	236.228
Bilanzgewinn	81.332	68.187
Nicht beherrschende Anteile	929	906
Unterschiedsbetrag aus der Kapitalkonsolidierung	3.006	3.382
Ertragszuschüsse	113.441	112.235
Sonderposten für Investitionszuschüsse	114.436	60.706
Rückstellungen	608.089	522.472
Verbindlichkeiten	928.268	915.166
Rechnungsabgrenzungsposten	7.193	7.312
Passive latente Steuern	1.837	2.000
	2.449.563	2.077.996

Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung

Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung

	2023 T€	2022 T€
Umsatzerlöse	3.199.405	2.293.213
Erhöhung oder Verminderung (-) des Bestandes an unfertigen Leistungen	6.321	5.412
Andere aktivierte Eigenleistungen	14.164	10.795
Sonstige betriebliche Erträge	74.451	155.710
Materialaufwand	2.861.013	1.965.518
Personalaufwand	159.548	139.160
Abschreibungen	112.836	83.840
Sonstige betriebliche Aufwendungen	34.928	145.058
Erträge aus At-Equity bewerteten Unternehmen	20.150	15.214
Erträge aus sonstigen Beteiligungen	2.189	1.848
Erträge aus Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	419	294
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	11.759	2.080
Abschreibungen auf Finanzanlagen	11.500	0
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	17.911	55.836
Aufwendungen aus Verlustübernahmen	9.861	311
Ergebnis vor Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	121.261	94.843
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	39.906	26.660
Ergebnis nach Steuern	81.355	68.183
Jahresüberschuss	81.355	68.183
Nicht beherrschende Anteile	23	-4
Gewinnvortrag	5.402	5.780
Einstellung in andere Gewinnrücklagen	5.402	5.780
Bilanzgewinn	81.332	68.187

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	Erfurt	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

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
Ingenieurbüro Pieger-Wehner GmbH*	Neustadt a. d. Orla	100,00
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 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
TEAG Wasser GmbH***	Erfurt	100,00

* Erwerb der Anteile zum 17.02.2023

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

*** vormals TEAG Thüringer Energie Fünfzehnte 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 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	49,00
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 a. d. 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

* Anteilskauf i. H. v. 23,9% der Anteile zum 20.12.2023

** 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 lang-

fristigen 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 50.753 T€ (Vorjahr: 57.097 T€) – darin sind Geschäfts- oder Firmenwerte in Höhe von 8.259 T€ (Vorjahr: 9.292 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. Verzinsliche 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 mit Null Euro bewertet.

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 unter Berücksichtigung des Niederstwertprinzips.

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: 3,0 %) 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 2023 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:

	31.12.2023 in %	31.12.2022 in %
Abzinsung der Pensionsverpflichtungen	1,83	1,79
Rentendynamik	0,00 bis 2,50	0,00 bis 2,00
Gehaltstrend	0,00 bis 3,00	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 Vorjahre.

Der KEBT-Konzern fällt in den Anwendungsbereich der Regelungen zur globalen Mindestbesteuerung („Pillar 2“). Die Regelungen zur globalen Mindestbesteuerung sind mit Wirkung zum 28. Dezember 2023 in Form des Mindeststeuergesetzes („MinStG“) in Kraft getreten. Das MinStG gilt erstmals für Geschäftsjahre, die nach dem 30. Dezember 2023 beginnen. Gemäß dem MinStG ist eine Ergänzungssteuer für jede Jurisdiktion zu zahlen, die einen effektiven Steuersatz unter 15,0 % aufweist. Die Bestimmung des effektiven Steuersatzes nach dem MinStG ist sehr komplex und beinhaltet eine Vielzahl von spezifischen Anpassungen. Auf die Gesellschaft wird zukünftig grundsätzlich keine Steuer Mehrbelastung aus der nationalen Ergänzungssteuer entfallen, da sie weder oberste Muttergesellschaft noch Gruppenträgerin der Mindeststeuergruppe im Sinne der § 3 MinStG ist. Allerdings ist sie der Gruppenträgerin, die künftig gegebenenfalls entstehende Steuer Mehrbelastungen für alle in Deutschland belegenen Geschäftseinheiten zu tragen hat, zum Ausgleich für etwaige durch die Gesellschaft verursachte nationale Ergänzungssteuerbeträge verpflichtet. Da das MinStG für das aktuelle Geschäftsjahr für die Gesellschaft noch keine Anwendung findet, entsteht für das Geschäftsjahr keine Steuerbelastung aus dem MinStG. Aufgrund der Komplexität der

Anwendung der Pillar 2 Gesetzgebung und der Berechnung der möglichen steuerlichen Auswirkungen, sind derzeit die quantitativen und qualitativen Auswirkungen für zukünftige Geschäftsjahre noch nicht zuverlässig abschätzbar.

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:

	31.12.2023 in %	31.12.2022 in %
Deputatsverpflichtungen		
Zins	1,83	1,79
Strompreistrend	0,00	2,00
Jubiläums- und Sterbegeldverpflichtungen		
Zins	1,76	1,45
Gehaltstrend	3,00	2,75
Vorruhestandsverpflichtungen		
davon Duration von 1,09 Jahren (Vorjahr: 1,26 Jahre)	1,00	0,45
davon Duration von 3 Jahren (Vorjahr: 3 Jahre)	1,08	0,59
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 (0,89 % bis 1,66 % p.a.) gemäß § 253 Abs. 2 Satz 1 und Satz 4 HGB abgezinst. Die Abzinsung wird auch für ursprünglich langfristige Rückstellungen vorgenom-

men, deren Restlaufzeit am Bilanzstichtag ein Jahr nicht überschreitet. Bei langfristigen Rückstellungen wird ebenso eine Preissteigerungsrate von 2,2 % p.a. (Vorjahr: 2,2 % 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.

Für einen einmaligen Sachverhalt wird aus Bezugs- und Absatzgeschäften eine Bewertungseinheit nach § 254 HGB gebildet. Die bilanzielle Abbildung der Bewertungseinheiten erfolgt nach der Einfrierungsmethode. Für die Überhänge der negativen über die positiven Marktwertänderungen sind Rückstellungen für Bewertungseinheiten zu bilden. Der beizulegende Zeitwert von Termingeschäften wird auf Basis der Barwerte der zukünftigen Zahlungsflüsse berechnet.

Verbindlichkeiten

Die Verbindlichkeiten werden mit dem Erfüllungsbetrag zum Bilanzstichtag ausgewiesen. Für zum Barwert angesetzte Verbindlichkeiten erfolgt die Bewertung mit einem laufzeitadäquaten Zinssatz. 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 01.01.2023	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	Zugang Konsolidie- rungskreis	Stand 31.12.2023	
Immaterielle Vermögensgegenstände	85.733	20.769	87	7.530	0	113.945	
Entgeltlich erworbene ähnliche Rechte	61.286	20.769	87	7.530	0	89.498	
Kundenstamm	19.778	0	0	0	0	19.778	
Geschäfts- und Firmenwert	4.669	0	0	0	0	4.669	
Sachanlagen	3.557.445	234.766	9.215	-7.530	0	3.775.466	
Grundstücke und Bauten	266.876	4.018	2.139	16.214	0	284.969	
Technische Anlagen und Maschinen	3.011.363	64.486	2.851	52.316	0	3.125.314	
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	54.192	4.832	1.800	405	0	57.629	
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	225.014	161.430	2.425	-76.465	0	307.554	
Finanzanlagen	253.369	18.452	2.861	0	0	268.960	
Anteile an verbundenen Unternehmen	36.165	12.268	0	0	0	48.433	
Ausleihungen an verbundene Unternehmen	17.388	4.600	1.535	0	0	20.453	
Anteile an At-Equity bewerteten Unternehmen	180.995	240	1.326	0	0	179.909	
Sonstige Beteiligungen	18.818	1.344	0	0	0	20.162	
Genossenschaftsanteile	3	0	0	0	0	3	
Anlagevermögen	3.896.547	273.987	12.163	0	0	4.158.371	

Abschreibungen									
Stand 01.01.2023	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	Zu- schreibung	Zugang Konsolidie- rungskreis	Stand 31.12.2023	Buchwert Stand 31.12.2023	Buchwert Stand 31.12.2022	
64.963	11.830	87	0	0	0	76.706	37.239	20.770	
49.940	10.855	87	0	0	0	60.708	28.790	11.346	
13.110	741	0	0	0	0	13.851	5.927	6.668	
1.913	234	0	0	0	0	2.147	2.522	2.756	
2.317.048	79.906	5.748	0	0	0	2.391.206	1.384.260	1.240.397	
132.051	6.308	1.467	0	0	0	136.892	148.077	134.825	
2.144.880	69.635	2.537	0	0	0	2.211.978	913.336	866.483	
40.117	3.963	1.744	0	0	0	42.336	15.293	14.075	
0	0	0	0	0	0	0	307.554	225.014	
41.030	12.578	0	0	0	0	53.608	215.352	212.339	
0	11.500	0	0	0	0	11.500	36.933	36.165	
0	0	0	0	0	0	0	20.453	17.388	
37.842	1.078	0	0	0	0	38.920	140.989	143.153	
3.188	0	0	0	0	0	3.188	16.974	15.630	
0	0	0	0	0	0	0	3	3	
2.423.041	104.314	5.835	0	0	0	2.521.520	1.636.851	1.473.506	

(2) Vorräte

Vorräte	31.12.2023 T€	31.12.2022 T€
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	16.275	9.470
Emissionszertifikate	61.701	60.323
Unfertige Leistungen	2.256	2.755
davon unfertige Leistungen	16.640	10.319
davon erhaltene Anzahlungen	-14.384	-7.564
Handelswaren	26.720	31.732
Geleistete Anzahlungen	4.430	1.484
	111.382	105.764
Zeitwert unentgeltlich erworbene Emissionszertifikate	7.688	8.257

(3) Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	31.12.2023 T€	31.12.2022 T€
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	303.403	243.776
davon abgerechnete Forderungen	50.813	44.839
davon energiewirtschaftliche Abgrenzungen	747.208	594.434
davon erhaltene Abschlagszahlungen	-473.833	-382.347
davon Wertberichtigungen	-20.254	-12.760
davon nicht zugeordnete Zahlungseingänge	-531	-390
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	19.091	19.997
davon aus Lieferungen und Leistungen	13	1.306
davon aus Darlehen und Tagesgeld	18.977	18.565
davon aus Sonstigem	101	126
Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	18.457	15.069
davon aus Lieferungen und Leistungen	5.035	3.130
davon aus Sonstigem	13.422	11.939
Sonstige Vermögensgegenstände	98.939	71.035
davon Steuererstattungsansprüche und Steuerabgrenzungen	45.010	33.836
	439.890	349.877

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

(4) Flüssige Mittel

Flüssige Mittel	31.12.2023	31.12.2022
	T€	T€
Bestand an Wertmarken	0	54
Festgelder für Mietkautionen	3	3
Bankguthaben	236.418	130.912
	236.421	130.969

(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	31.12.2023	31.12.2022
	T€	T€
Rückgedeckte Versorgungsverpflichtungen		
Erfüllungsbetrag	50.749	51.124
davon bei Helaba	50.749	51.124
Beizulegende Zeitwerte des Deckungsvermögens	55.889	51.616
davon Rückdeckungsanspruch Helaba	55.889	51.616
Nettowert	5.140	492
Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung	5.140	492
Anschaffungskosten des Deckungsvermögens	53.632	54.538

Der ausschüttungsgesperrte Betrag gemäß § 268 Abs. 8 HGB beträgt 2.257 T€ (Vorjahr: 0 T€).

(6) Eigenkapital

Eigenkapital	31.12.2023	31.12.2022
	T€	T€
Gezeichnetes Kapital	100.000	100.000
Grundkapital	100.000	100.000
Kapitalrücklage	249.402	49.402
Gewinnrücklagen	241.630	236.228
davon Rücklage gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG	16.309	16.314
davon andere Gewinnrücklagen	225.321	219.914
Bilanzgewinn	81.332	68.187
Nicht beherrschende Anteile	929	906
	673.293	454.723

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.

Zum 1. Juli 2023 erfolgte eine Erhöhung der Kapitalrücklage in Höhe von 200.000 T€.

Die Kapitalrücklage enthält eine Rücklage gemäß § 272 Abs. 2 Nr. 1 HGB von 46.096 T€ sowie andere Zuzahlungen in Höhe von 203.306 T€ gemäß § 272 Abs. 2 Nr. 4 HGB.

Die Rücklage gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG entspricht dem Betrag des Sonderverlustkontos zum 31. Dezember 2023. Der übersteigende frei verfügbare Betrag zum 31. Dezember 2023 in Höhe von 5 T€ wurde in die anderen Gewinnrücklagen umgliedert. Der enthaltene Betrag in Höhe von 16.309 T€ unterliegt damit einer Ausschüttungssperre nach § 268 Abs. 8 HGB.

(7) Unterschiedsbetrag aus der Kapitalkonsolidierung

Zum 31. Dezember 2023 beträgt der Wert des passiven Unterschiedsbetrags aus verbundenen Unternehmen 3.006 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 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	31.12.2023 T€	31.12.2022 T€
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	69.418	76.871
Steuerrückstellungen	27.809	12.330
Sonstige Rückstellungen	510.862	433.271
	608.089	522.472
Ausschüttungsgesperrter Unterschiedsbetrag bei Rückstellungen für Pensionen gemäß § 253 Abs. 6 HGB	1.757	8.810

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 Vorjahr 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.

Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

	31.12.2023 T€	31.12.2022 T€
Nicht rückgedeckte Versorgungsverpflichtungen		
Erfüllungsbetrag	6.074	5.593
Rückgedeckte Versorgungsverpflichtungen		
Erfüllungsbetrag	77.562	70.058
davon bei Helaba	77.523	70.012
davon bei Allianz	39	46
Beizulegende Zeitwerte des Deckungsvermögens	27.023	16.001
davon Rückdeckungsanspruch Helaba	26.987	15.962
davon Rückdeckungsanspruch Allianz	36	39
Nettowert	50.539	54.057
Stromdeputate (Erfüllungsbetrag)	12.805	17.221
Rückstellung gesamt	69.418	76.871
Anschaffungskosten des Deckungsvermögens	26.645	16.596

Der ausschüttungsgesperrte Betrag gemäß § 268 Abs. 8 HGB beträgt 378 T€ (Vorjahr: 0 T€).

Sonstige Rückstellungen

	31.12.2023 T€	31.12.2022 T€
Personalarückstellungen	21.337	20.346
Rückstellung für ausstehende Rechnungen	365.332	292.179
Energiewirtschaftliche und sonstige Risiken	49.289	43.343
Abbruch/Entsorgung und Rückbauverpflichtungen	21.916	21.989
Beseitigung ökologische Altlasten	33.771	35.183
Regulierungskonto	8.739	8.161
Übrige Rückstellungen	10.478	12.070
	510.862	433.271

(11) Verbindlichkeiten

Verbindlichkeiten								
	Restlaufzeit					Restlaufzeit		
	31.12.2023	bis zu	über	davon	31.12.2022	bis zu	über	davon
		1 Jahr	1 Jahr	über		1 Jahr	1 Jahr	über
	T€	T€	T€	5 Jahre	T€	T€	T€	5 Jahre
	T€	T€	T€	T€	T€	T€	T€	T€
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	561.435	38.667	522.768	370	498.115	33.344	464.771	332.133
Erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen	10.834	10.834	0	0	17.265	17.265	0	0
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	24.306	23.729	577	0	18.521	18.256	265	0
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	8.739	1.739	7.000	7.000	12.260	5.260	7.000	7.000
davon aus Lieferungen und Leistungen	268	268	0	0	217	217	0	0
davon aus Darlehen bzw. Tagesgeld	8.466	1.466	7.000	7.000	12.043	5.043	7.000	7.000
davon gegenüber Gesellschafter	7.000	0	7.000	7.000	10.000	3.000	7.000	7.000
Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	2.359	2.359	0	0	1.264	1.264	0	0
davon aus Lieferungen und Leistungen	166	166	0	0	96	96	0	0
davon aus Darlehen	2.186	2.186	0	0	1.168	1.168	0	0
davon aus Sonstigem	7	7	0	0	0	0	0	0
Sonstige Verbindlichkeiten	320.595	134.092	186.503	2.841	367.741	197.741	170.000	0
davon aus Steuern	9.606	9.606	0	0	9.707	9.707	0	0
	928.268	211.420	716.848	10.211	915.166	273.130	642.036	339.133

Die Verbindlichkeiten sind nicht besichert.

(12) Passive latente Steuern

Passive latente Steuern	31.12.2023 T€	31.12.2022 T€
Aktive latente Steuern	1.167	0
davon aus Rückstellungen für Altersversorgungsverpflichtungen sowie sonstigen Personalrückstellungen	1.167	0
Passive latente Steuern	3.004	2.000
davon aus immateriellen Vermögensgegenständen	1.778	2.000
davon aus Sachanlagen	1.226	0
	1.837	2.000

(13) Haftungsverhältnisse und sonstige finanzielle Verpflichtungen

Die Versorgungskasse Energie VVaG i. L. (VKE), Hannover, hat bis zum 30. Dezember 2017 die Rückdeckungsversicherung für Betriebsrenten (arbeitnehmerfinanzierte Versorgungsbausteine) durchgeführt und befindet sich seitdem in Liquidation. Die versicherungsvertraglichen Vermögen (Deckungsvermögen) 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	2.264.618	1.587.107	677.511
Miet-, Leasing-, Erbbau- sowie Pachtverträge	16.221	7.414	8.807
Dienstleistungs- und Serviceverträge	9.015	6.477	2.538
Bestellobligo für Investitionen	84.154	84.154	0
Kapitaldienste	26.063	26.063	0
Übrige sonstige finanzielle Verpflichtungen	21.920	15.935	5.985
Summe der sonstigen finanziellen Verpflichtungen	2.421.991	1.727.150	694.841
davon gegenüber verbundenen Unternehmen	30.173		
davon gegenüber assoziierten Unternehmen	8.532		
Bankbürgschaften	18.202		

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.

- **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 und Bewertungseinheiten

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 den 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 2023 sowie im Vorjahr haben sich keine Drohverlustrückstellungen ergeben.

Die TEAG bildet einmalig für Bezugsgeschäfte, die aufgrund vorzeitiger anderweitiger Beschaffung obsolet geworden sind, zusammen mit entsprechenden ausgleichenden Absatzgeschäften eine Bewertungseinheit. Diese schwebenden Geschäfte für Gas im Umfang von jeweils 52.992 MWh für das Lieferjahr 2024 werden mit den beizulegenden Zeitwerten in eine Portfolio-Bewertungseinheit einbezogen. Die Höhe der Risiken, die im Rahmen der Bewertungseinheit abgesichert wurden, entspricht dem beizulegenden Zeitwerten der schwebenden Absatzgeschäfte. Die gegenläufigen Wertänderungen der Grund- und Sicherungsgeschäfte werden sich in Zukunft für das gesicherte Risiko (Marktpreisänderungsrisiko) voraussichtlich in voller Höhe ausgleichen. Die Beurteilung der Wirksamkeit wird mit Hilfe der Dollar-Offset-Methode in kumulierter Form ermittelt. Eine Ineffektivität ist zu erfassen, wenn sich ein Überhang der negativen über die positiven Marktwertänderungen ergibt. In diesem Fall ist die Höhe des Nettoverlustes aufwandswirksam in eine Rückstellung für Bewertungseinheiten einzustellen. Ein nicht realisierter Nettogewinn bleibt unberücksichtigt. Im Geschäftsjahr 2023 musste aufgrund der Ineffektivität eine Drohverlustrückstellung von 1.749 T€ gebildet werden.

E. Erläuterung zur Gewinn- und Verlustrechnung

(15) Umsatzerlöse

Umsatzerlöse	2023 T€	2022 T€
Stromerlöse	2.236.379	1.703.342
davon periodenfremd	-45.714	-12.842
davon Stromsteuer	-67.189	-68.477
davon periodenfremd	401	-376
Erdgaserlöse	744.941	448.128
davon periodenfremd	26.503	1.792
davon Energiesteuer	-18.856	-22.254
davon periodenfremd	163	44
Wärmeerlöse	129.069	62.030
davon periodenfremd	28	1.368
davon Energiesteuer	10	-15
Telekommunikation	45.157	42.062
Sonstige Umsatzerlöse	43.859	37.651
davon periodenfremd	4.796	-2.847
	3.199.405	2.293.213

Die Umsatzerlöse wurden ausschließlich im Inland erzielt.

(16) Sonstige betriebliche Erträge

Sonstige betriebliche Erträge	2023 T€	2022 T€
Sonstige betriebliche Erträge	74.451	155.710
davon Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen für die Übertragung von Pensionsverpflichtungen und aus Kapitalisierungsoption	0	120.936
davon aus Auflösung Sonderposten Investitionszuschüsse	962	548
davon periodenfremd	68.954	29.845
davon Erträge aus Auflösung von Rückstellungen	57.769	25.099

(17) Materialaufwand

Materialaufwand	2023	2022
	T€	T€
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	2.437.109	1.571.649
davon periodenfremd konventionelle Brennstoffe	2.560	2.347
davon periodenfremd Strombezug	3.585	6.721
davon periodenfremd Erdgasbezug	32.586	8.953
davon periodenfremd sonstiger Materialbezug	2.904	1.869
Aufwendungen für bezogene Leistungen	423.904	393.869
davon periodenfremd Konzessionsabgaben	0	-240
davon periodenfremd bezogene Leistungen	2.592	1.485
davon periodenfremd Netznutzung	1.203	1.898
	2.861.013	1.965.518
davon Abschreibung Sonderverlustkonto gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG	6	6

(18) Personalaufwand

Personalaufwand	2023	2022
	T€	T€
Löhne und Gehälter	119.422	110.707
Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	40.126	28.453
	159.548	139.160
davon für Altersversorgung	8.326	7.278

Mitarbeiter

	2023	2022
	Anzahl	Anzahl
Mitarbeiter (Durchschnitt)	1.950	1.901
davon gewerbliche Arbeitnehmer	412	409
davon Angestellte	1.538	1.492
Auszubildende (Durchschnitt)	106	91

(19) Abschreibungen

Abschreibungen		
	2023	2022
	T€	T€
Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände	11.830	6.741
Abschreibungen auf Sachanlagen	79.906	77.099
davon Außerplanmäßige Abschreibungen	14	0
Abschreibungen auf Vermögensgegenstände des Umlaufvermögens	21.100	0
	112.836	83.840
Unterschiedsbetrag Mehrabschreibungen degressiv/linear gem. Art. 67 Abs. 4 Satz 1 EGHGB	41	43

(20) Sonstige betriebliche Aufwendungen

Sonstige betriebliche Aufwendungen		
	2023	2022
	T€	T€
Dienst- und Fremdleistungen	12.215	11.980
Wertberichtigungen und Ausbuchung von Forderungen	13.632	12.271
Sonstige Steuern	1.027	963
davon periodenfremd	47	33
Übrige sonstige Aufwendungen	8.054	119.844
davon periodenfremd	2.069	2.571
davon Aufwendungen im Rahmen der Übertragung von Pensionsverpflichtungen	0	115.515
	34.928	145.058

(21) Erträge aus At-Equity bewerteten Unternehmen

Erträge aus At-Equity bewerteten Unternehmen		
	2023	2022
	T€	T€
Erträge aus At-Equity bewerteten Unternehmen	20.150	15.214
davon periodenfremd	6.870	5.612

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 2022 erfasst. Bei den Gesellschaften ohne Ergebnisabführungsvertrag erfolgte die Fortschreibung des At-Equity-Werts um den anteiligen Jahresüberschuss 2022 und die Korrektur der bereits vereinnahmten Beteiligungserträge aus 2022.

(22) Erträge aus sonstigen Beteiligungen

Erträge aus sonstigen Beteiligungen		
	2023	2022
	T€	T€
Erträge aus sonstigen Beteiligungen	2.189	1.848
davon periodenfremd	525	177
davon aus verbundenen Unternehmen	300	363

(23) Erträge aus Ausleihungen des Finanzanlagevermögens

Erträge aus Ausleihungen des Finanzanlagevermögens		
	2023	2022
	T€	T€
Erträge aus Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	419	294
davon aus verbundenen Unternehmen	419	294

(24) Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge

Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge		
	2023	2022
	T€	T€
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	11.759	2.080
davon periodenfremd	1.064	1.406
davon aus verbundenen Unternehmen	1.142	115
davon aus der Verrechnung von Aufwendungen und Erträgen gemäß § 246 Abs. 2 Satz 2 HGB	3.858	0
davon Aufzinsung (-) von Pensionsrückstellungen	-1.147	0
davon Erträge aus Deckungsvermögen	5.005	0
davon aus Abzinsung von übrigen Rückstellungen	1.101	30

(25) Zinsen und ähnliche Aufwendungen

Zinsen und ähnliche Aufwendungen		
	2023	2022
	T€	T€
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	17.911	55.836
davon periodenfremd	347	975
davon an KET	7.690	24.980
davon an verbundene Unternehmen	15	15
davon aus der Verrechnung von Aufwendungen und Erträgen gemäß § 246 Absatz 2 Satz 2 HGB	2	24.571
davon Aufzinsung von Pensionsrückstellungen	2	6.259
davon Erträge (-) oder Aufwendungen aus Deckungsvermögen	0	18.312
davon aus der Aufzinsung von übrigen Rückstellungen	20	681

In den Erträgen (-) bzw. Aufwendungen aus dem Deckungsvermögen sind im Vorjahr 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		
	2023	2022
	T€	T€
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	39.906	26.660
davon periodenfremd	4.635	2.769
davon latente Steuern	-164	-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		
	2023	2022
	T€	T€
Abschlussprüfungsleistungen	427	395
andere Bestätigungsleistungen	178	160
sonstige Leistungen	85	60
	690	615

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: 318 T€).

Gesamtbezüge des Vorstands

Die Gesamtbezüge des Vorstands belaufen sich auf 2.067 T€ (im Vorjahr: 1.502 T€).

Die Gesamtbezüge der früheren Mitglieder des Vorstands betragen 642 T€ (Im Vorjahr: 954 T€). Für frühere Mitglieder des Vorstands wurden 14.015 T€ (im Vorjahr: 13.030 T€) Rückstellungen für laufende Pensionen und Anwartschaften auf Pensionen passiviert.

Ergebnisverwendungsvorschlag des Mutterunternehmens

Der Bilanzgewinn der TEAG beträgt 131.751.492,15 €. Wir schlagen vor, daraus eine Dividende von 28,03 €/A-Aktie und 20,00 €/B-Aktie sowie eine um 3,00 €/Aktie erhöhte Dividende, das sind insgesamt 71.660.847,13 €, auszuschütten, einen Betrag in Höhe von 10.000.000,00 € in andere Gewinnrücklagen gemäß § 272 Abs. 3 HGB einzustellen und den Restbetrag in Höhe von 50.090.645,02 € auf neue Rechnung vorzutragen.

Erfurt, den 22. März 2024
Der Vorstand



Stefan Reindl



Dr. Andreas Roß



Dr. Christian Thewißen

Konzernkapitalflussrechnung

	2023 T€	2022 T€
Konzernjahresüberschuss (einschließlich Ergebnisanteilen von Minderheitsgesellschaftern)	81.355	68.183
+ Abschreibungen/Zuschreibung auf Gegenstände des Anlagevermögens (ohne at Equity Bewertung)	103.237	83.487
+ Verlust aus der at Equity Bewertung	2.404	5.809
+ Abschreibungen auf das Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG	6	6
- Auflösung des passiven Unterschiedsbetrages aus der Kapitalkonsolidierung	-376	-376
- Auflösung der empfangenen Ertragszuschüsse	-12.061	-11.739
- Abnahme (-)/Zunahme der Rückstellungen	78.897	130.975
- Gewinn aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens	-1.214	-213
+ Verlust aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens	1.546	582
+ Zunahme (-)/Abnahme der Vorräte, der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie anderer Aktiva, die nicht der Investitions- oder Finanzierungstätigkeit zuzuordnen sind	-87.231	-110.945
+ Abnahme (-)/Zunahme der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie anderer Passiva, die nicht der Investitions- oder Finanzierungstätigkeit zuzuordnen sind	123.302	20.942
+ Sonstige zahlungswirksame Aufwendungen und Erträge (-)	9.606	0
+ Zinsaufwand/-ertrag (-)	12.009	29.021
- Sonst. Beteiligungserträge	-24.742	-22.871
+ Ertragsteueraufwand	40.069	26.882
- Ertragsteuerzahlungen	-23.880	-34.022
+ Einzahlung aus erhaltenen Ertragszuschüssen	12.615	0
= Cashflow aus der laufenden Geschäftstätigkeit	315.542	185.721
+ Einzahlungen aus Abgängen von Gegenständen des Sachanlagevermögens	1.909	147
- Auszahlungen für Zugänge zum Konsolidierungskreis	0	25
- Auszahlungen für Investitionen in das Sachanlagevermögen	-234.338	-183.243
- Auszahlungen für Investitionen in das immaterielle Anlagevermögen	-2.338	-3.606
+ Einzahlungen aus Abgängen von Gegenständen des Finanzanlagevermögens	1.535	1.202
- Auszahlungen für Investitionen in das Finanzanlagevermögen	-18.451	-13.720
+ Erhaltene Zinsen	5.005	289
+ Erhaltene Dividenden	23.252	22.307
+ Einzahlungen aus dem Deckungsvermögen	0	69
- Auszahlungen zur Herstellung von Deckungsvermögen sowie Auszahlungen an einen Pensionsfonds	-10.311	-18.449
- Auszahlungen aus Verlustübernahmen	-9.856	0
+ Einzahlung aus erhaltenen Investitionszuschüssen	40.082	0
= Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-203.511	-194.979

Kapitalflussrechnung

	2023 T€	2022 T€
- Gezahlte Dividenden an Gesellschafter des Mutterunternehmens	-62.785	-62.785
+ Einzahlungen aus der Aufnahme von Darlehen und Krediten bei Kreditinstituten	100.000	276.500
- Auszahlungen für die Tilgung von Darlehen bei Kreditinstituten und Gesellschaftern	-219.733	-80.506
+ Einzahlungen aus erhaltenen Zuschüssen	0	37.204
- Gezahlte Zinsen	-24.144	-22.826
+ Einzahlung aus Eigenkapitalzuführung	200.000	0
= Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	-6.662	147.587
= Zahlungswirksame Veränderungen des Finanzmittelfonds	105.369	138.329
+ Finanzmittelfonds am Anfang der Periode	146.313	7.984
= Finanzmittelfonds am Ende der Periode	251.682	146.313

Überleitung zum Finanzmittelfonds:**Überleitung zum Finanzmittelfonds**

	01.01.2023 T€	01.01.2022 T€
Kassenbestand und Geldguthaben bei Kreditinstituten	130.969	5.334
Forderungen aus Geldanlagen mit verbundenen Unternehmen, nicht konsolidiert	18.565	3.444
Verbindlichkeiten aus Geldaufnahmen bei verbundenen Unternehmen, nicht konsolidiert	-2.043	0
Verbindlichkeiten aus Geldaufnahmen bei Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	-1.168	-769
Kurzfristige Verbindlichkeiten Kreditinstitute	-10	-25
	146.313	7.984

	31.12.2023 T€	31.12.2022 T€
Kassenbestand und Geldguthaben bei Kreditinstituten	236.421	130.969
Forderungen aus Geldanlagen mit verbundenen Unternehmen, nicht konsolidiert	18.977	18.565
Verbindlichkeiten aus Geldaufnahmen bei verbundenen Unternehmen, nicht konsolidiert	-1.466	-2.043
Verbindlichkeiten aus Geldaufnahmen bei Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	-2.186	1.168
Kurzfristige Verbindlichkeiten Kreditinstitute	-64	-10
	251.682	146.313
Änderung des Finanzmittelfonds	105.369	138.329

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 01.01.2022	84.809	15.191	100.000	46.096	3.306	49.402	
Gezahlte Dividenden	-	-	-	-	-	-	
Konzernjahresüberschuss	-	-	-	-	-	-	
Einstellung in/Entnahme aus Rücklagen	-	-	-	-	-	-	
Sonstige Veränderungen	-	-	-	-	-	-	
Stand am 31.12.2022/01.01.2023	84.809	15.191	100.000	46.096	3.306	49.402	
Gezahlte Dividenden	-	-	-	-	-	-	
Konzernjahresüberschuss	-	-	-	-	-	-	
Einstellung in/Entnahme aus Rücklagen	-	-	-	-	-	-	
Einzahlung in die Kapitalrücklage	-	-	-	-	200.000	200.000	
Stand am 31.12.2023	84.809	15.191	100.000	46.096	203.306	249.402	

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								
16.320	214.126	230.448	279.850	68.564	0	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	68.187	353.817	906	454.723	
-	-	-	-	-62.785	-	-62.785	-	-62.785	
-	-	-	-	-	81.332	81.332	23	81.355	
-6	5.408	5.402	5.402	-5.402	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	200.000	-	200.000	
16.308	225.320	241.630	491.032	0	81.332	372.364	929	673.293	

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 2023, der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung, dem Konzerneigenkapitalspiegel und der Konzernkapitalflussrechnung für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2023 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 2023 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 2023 sowie seiner Ertragslage für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2023 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 22. März 2024

PricewaterhouseCoopers GmbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Dirk Wolfgang Fischer
Wirtschaftsprüfer

ppa. Frank Hack
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

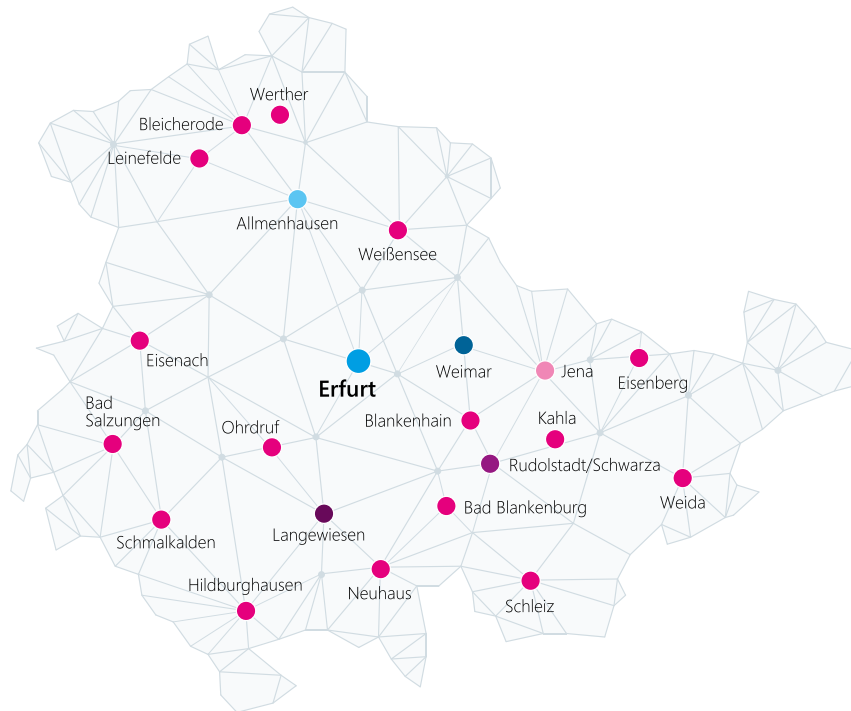
Carlo Bansini, Erfurt
Paul-Philipp Braun, Erfurt
Martin Schreiber, Erfurt
WAGO GmbH & Co. KG

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

Sämtliche Texte des TEAG-Geschäftsberichtes sind
Autorentexte – es wurde keine KI verwendet.

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

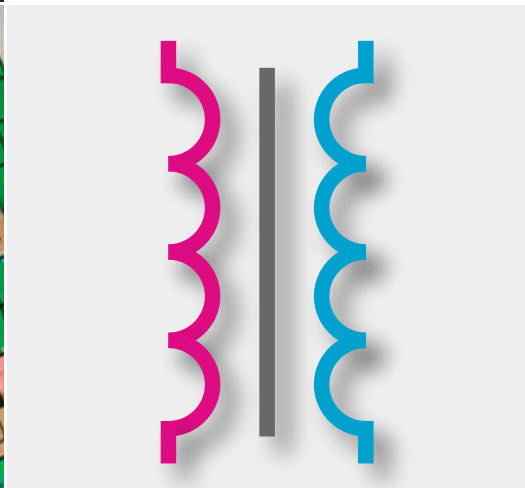
Regionaler Netzbetrieb Ost

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



TRANSFORMATION

Der Titel des TEAG-Geschäftsberichtes ist auch diesmal wieder ein längerer Findungsprozess gewesen. Denn gerade zum Thema „Transformation“ gab es sehr viele kreative Bildideen. Wir haben hier eine kleine Auswahl der Favoriten der letzten Entscheidungsrunde zusammengestellt. Hätten Sie möglicherweise einen anderen Favoriten auf den Titel genommen? Verraten Sie es uns! Der Kontakt zur Redaktion steht im Impressum.



TEAG Thüringer Energie AG
Schwerborner Straße 30 | 99087 Erfurt

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

