

Zwischenbericht Januar – Juni 2026



Inhalt

Highlights 3

Zwischenlagebericht 4
Wirtschaftsbericht 6
Prognosebericht 35
Risiko- und Chancenbericht 36

Verkürzter Konzernzwischenabschluss 39
Ausgewählte Finanzinformationen 41
Anhang 49
Versicherung der gesetzlichen Vertreter 70
Bescheinigung nach prüferischer Durchsicht 71

Finanzkalender 72

Impressum 72

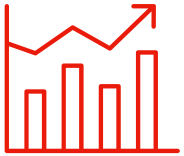
Highlights

5.404 Mio €

Bereinigtes EBITDA
1 % über H1 2025[1]

1.923 Mio €

Bereinigter Konzernüberschuss
5 % über H1 2025[1]



2.972 Mio €

Investitionen
7 % unter H1 2025[1]

0,74 €

Ergebnis je Aktie aus bereinigtem Konzernüberschuss

1 Der Vorjahreswert wurde aufgrund weiterer Bereinigungen der Steuerungsgröße angepasst; weitere Erläuterungen hierzu im Abschnitt „Überleitung bereinigter Ergebnisgrößen".

Finanzkennzahlen

			2. Quartal
in Mio €	2026	2025	+/- %
Bereinigtes EBITDA[1, 2]	5.404	5.333	1
Investitionen	2.972	3.180	-7
Bereinigter Konzernüberschuss[2, 3]	1.923	1.826	5
Ergebnis je Aktie aus bereinigtem Konzernüberschuss (in €)[2, 3, 4]	0,74	0,70	6
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern (OCFbIT)	2.699	2.223	21
Cash Conversion Rate (in %)	57	51	12
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung (30. Juni 2026 bzw. 31. Dez. 2025)	46.720	43.236	8
Außenumsatz	38.076	41.554	-8

Operative Kennzahlen

Kundenzahlen[5] Strom und Gas (in Mio)	33,1	33,3	-1
Absatzmengen Strom[6] (in Mrd kWh)	82,1	94,4	-13
Absatzmengen Gas[6] (in Mrd kWh)	160,6	187,8	-14
Durchleitungsmengen Strom (in Mrd kWh)	146,2	146,8	0
Durchleitungsmengen Gas (in Mrd kWh)	109,6	111,5	-2
Abgesetzte Energie: Strom, Wärme, Kälte, Dampf (in TWh)	9,7	9,5	2

1 Bereinigt um nichtoperative Effekte.

2 Der Vorjahreswert wurde aufgrund weiterer Bereinigungen der Steuerungsgröße angepasst; weitere Erläuterungen hierzu im Abschnitt „Überleitung bereinigter Ergebnisgrößen".

3 Auf Basis ausstehender Aktien (gewichteter Durchschnitt).

4 Anteil der Gesellschafter der E.ON SE.

5 Exklusive der Türkei und der Slowakei; Vergleichszeitpunkt ist der 31. Dezember 2025.

6 Hierbei handelt es sich um Absatzmengen des Geschäftsfelds Energy Retail.

Gewichtung der Kennzahlen: Leading Impact Insight

Weitere Informationen zu unseren Kennzahlen erhalten Sie im Geschäftsbericht 2025 unter **www.eon.com/de** ↗



Zwischenlagebericht



Wirtschaftsbericht **6**
Branchenbezogene Rahmenbedingungen 6
Besondere Ereignisse 10
Segmentinformationen 13
Konzerninformationen 23

Prognosebericht **35**

Risiko- und Chancenbericht **36**

Wirtschaftsbericht

Branchenbezogene Rahmenbedingungen

Gesamtwirtschaftliche Situation

Die anhaltenden geopolitischen Spannungen beeinflussten die wirtschaftliche Entwicklung in der Eurozone spürbar. Das spiegelt auch die Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts (BIP) des europäischen Währungsraums wider: Das BIP ist im ersten Quartal 2026 gegenüber dem Vorquartal um -0,2 Prozent (Vorjahr: 0,6 Prozent Wachstum) zurückgegangen.

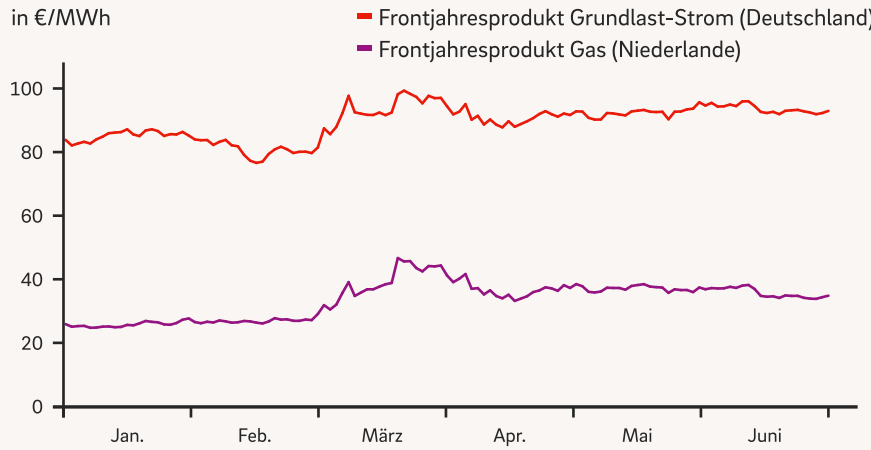
In Deutschland lag das Wirtschaftswachstum – jeweils gegenüber dem Vorquartal – im ersten Quartal 2026 bei 0,4 Prozent (Vorjahr: 0,1 Prozent) und im zweiten Quartal 2026 bei 0,2 Prozent (Vorjahr: 0,0 Prozent). Die Inflationsrate belief sich im Mai 2026 auf 2,6 Prozent. In den kommenden Monaten dürfte die Inflationsrate sich vor allem durch den Konflikt im Nahen Osten und die daraus resultierenden Schwankungen bei den Energierohstoffpreisen, insbesondere für Öl und Gas, erhöhen.

Entwicklung der Energiepreise

Im ersten Halbjahr 2026 wirkten sich insbesondere niedrige Gasspeicherstände sowie geopolitische Spannungen im Nahen Osten auf die Preisentwicklung und die Volatilität der europäischen Strom- und Gasmärkte aus. Insbesondere der Konflikt im Nahen Osten sowie die zeitweise Beeinträchtigung des Schiffsverkehrs durch die Straße von Hormus führten zu steigenden Gaspreisen.

Zu Beginn des Jahres 2026 bewegten sich die Strom- und Gaspreise zunächst in einer engen Bandbreite. Der Preis für das Frontjahresprodukt Gas lag Anfang Januar bei rund 26 € pro MWh, während das deutsche Frontjahresprodukt Grundlast-Strom bei rund 84 € pro MWh notierte. Bis Mitte Februar sank der Strompreis zeitweise auf rund 77 € pro MWh und erreichte damit seinen niedrigsten Stand im ersten Halbjahr 2026.

Ein-Jahres-Terminpreise für Strom und Gas am Großhandelsmarkt im Jahr 2026



Im März kam es zu einem deutlichen Anstieg der Strom- und Gaspreise. Das Frontjahresprodukt Gas stieg zeitweise auf rund 47 € pro MWh, während das deutsche Frontjahresprodukt Grundlast-Strom rund 100 € pro MWh erreichte.

Nach einem vorübergehenden Rückgang in der ersten Aprilhälfte stiegen die Strom- und Gaspreise in der zweiten Monatshälfte erneut an.

In der zweiten Junihälfte gaben die Strom- und Gaspreise wieder nach. Zum Ende des ersten Halbjahres 2026 lag der Preis für das Frontjahresprodukt Gas bei rund 35 € pro MWh, während das deutsche Frontjahresprodukt Grundlast-Strom bei rund 93 € pro MWh notierte.

Diese Marktbewegungen waren für E.ON insbesondere im Hinblick auf die Beschaffung von Strom und Gas für das Kundenportfolio, das Portfoliomanagement sowie die Bewertung von Commodity-Positionen von zentraler Bedeutung.

Energiepolitisches Umfeld

Europa

Im ersten Halbjahr 2026 gewann die europäische Politik deutlich an Dynamik. Fragen der industriellen Wettbewerbsfähigkeit, hohe Energiepreise und geopolitische Unsicherheiten rückten zunehmend in den Mittelpunkt der EU-Agenda.

Beim **European Industry Summit** im Februar und einem anschließenden Treffen der EU-Staats- und Regierungschefs in Alden Biesen standen auch energie-, klima- und industriepolitische Fragen im Fokus, wie die Wettbewerbsfähigkeit Europas, Strompreise, der Emissionshandel und die Stärkung des Binnenmarkts („One Europe, One Market").

Eine zentrale regulatorische Entwicklung im ersten Halbjahr war das Voranschreiten des **EU Grids Package**. Der Rat der EU verabschiedete im Juni seine Position zur Permitting Directive, das Europäische Parlament folgte im Juli. Damit wurde der Weg für die interinstitutionellen Verhandlungen geebnet. Die Positionen enthalten mehrere Elemente, die einen schnelleren und effizienteren Netzausbau unterstützen sollen – darunter klarere Regeln für die Priorisierung von Netzanschlussbegehren sowie Maßnahmen zur Beschleunigung von Genehmigungsverfahren für die Stromnetzinfrastruktur.

Zudem war das erste Halbjahr 2026 von einer intensiveren **Debatte über Energiepreise** geprägt. Auslöser waren unter anderem die geopolitischen Spannungen im Nahen Osten sowie die anhaltenden Sorgen der energieintensiven Industrie in Europa. Während die Europäische Kommission ihre Unterstützung für das bestehende Strommarktdesign auf Basis des Merit-Order-Prinzips und die zentrale Rolle der CO_2-Bepreisung bekräftigte, rückten zunehmend strukturelle Maßnahmen in den Fokus der politischen Diskussion – darunter der Netzausbau, die Elektrifizierung, die Ausgestaltung der Netzentgelte und die Reform des EU-Emissionshandels. Dieser Vorschlag zur Reform des EU-Emissionshandels bekräftigt die zentrale Rolle der CO_2-Bepreisung, eröffnet den Sektoren zugleich aber pragmatisch mehr Flexibilität bei der Erreichung der Klimaziele – insbesondere denjenigen, die im internationalen Wettbewerb stehen.

Insgesamt unterstützen diese Entwicklungen weitgehend die strategischen Prioritäten von E.ON. Sie schaffen einen klareren regulatorischen Rahmen für den Ausbau und die Modernisierung der Netze und stärken zugleich die Elektrifizierung als zentralen Baustein für die Dekarbonisierung und industrielle Wettbewerbsfähigkeit Europas. Die vorgeschlagenen Maßnahmen tragen dem wachsenden Bedarf an Netzkapazitäten Rechnung, unterstützen eine effizientere Netzentwicklung und stärken die strategische Bedeutung der Strominfrastruktur für die Energiewende.

Deutschland

Das energiepolitische Umfeld war im ersten Halbjahr 2026 von anhaltender geopolitischer Unsicherheit, einer schwachen konjunkturellen Entwicklung sowie dem Ziel geprägt, die Energiewende kosteneffizienter auszugestalten.

Die Bundesregierung strebt an, den weiteren **Ausbau erneuerbarer Energien und den Netzausbau** stärker aufeinander abzustimmen. Dazu wurden Entwürfe zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sowie für ein sogenanntes Netzpaket in die regierungsinterne Abstimmung eingebracht. Beide Vorhaben waren im Berichtszeitraum noch nicht abgeschlossen. Ein Schwerpunkt des Netzpakets ist die Neuordnung von Netzanschlüssen für Erzeugungsanlagen, Speicher und große Stromverbraucher. Ziel ist es, verfügbare Netzkapazitäten effizienter zu nutzen und Netzengpässe zu verringern. Vorgesehen ist unter anderem ein sogenannter Redispatch-Vorbehalt: Anlagen in ausgewiesenen Netzengpassgebieten könnten demnach nur angeschlossen werden, wenn sie im Fall einer netzbedingten Abregelung auf Entschädigung verzichten. Für E.ON ist die Ausgestaltung der neuen Netzanschlussregeln unmittelbar relevant. Sie kann die Steuerung von Anschlussbegehren, die Priorisierung von Investitionen und die Planung der Verteilnetze beeinflussen. Klare und praxistaugliche Regeln können dazu beitragen, Netzkapazitäten effizienter zu nutzen und Systemkosten zu begrenzen. Zugleich muss sichergestellt werden, dass die Regelungen für Netzbetreiber administrativ umsetzbar sind und Investitionssicherheit erhalten bleibt.

Im Wärmesektor haben sich die Koalitionsfraktionen auf ein Maßnahmenpaket zur Anpassung der gesetzlichen Rahmenbedingungen geeinigt. Mit dem **Gebäudemodernisierungsgesetz** wurden die Vorgaben für Heizsysteme technologieoffener ausgestaltet. Der Einbau von Öl- und Gasheizungen soll weiterhin möglich bleiben, sofern diese schrittweise mit klimaneutralen Brennstoffen betrieben werden. Gleichzeitig sollen der Einsatz von Wärmepumpen und der Ausbau von Wärmenetzen weiter gefördert werden.

Darüber hinaus ist die Einführung einer **Grüngasquote** vorgesehen. Diese würde Anbieter verpflichten, den Anteil klimaneutraler Gase im Gasabsatz schrittweise zu erhöhen. Parallel sollen im Energiewirtschaftsgesetz Vorgaben der EU-Gasbinnenmarktrichtlinie umgesetzt werden, unter anderem zum Umbau und zur möglichen Stilllegung von Gasnetzen.

Die Vorhaben betreffen E.ON sowohl im Netzgeschäft als auch in den Geschäftsfeldern Energy Retail und Energy Infrastructure Solutions. Sie können Einfluss auf Investitionen in Strom- und Wärmenetze, auf die Nachfrage nach Wärmepumpen und Energielösungen sowie auf die

langfristige Nutzung von der Gasnetzinfrastruktur haben. Bei der geplanten Grüngasquote sind insbesondere Verfügbarkeit, Kosten und die Auswirkungen auf Netzinfrastruktur und Kundentarife relevant.

Die Sicherheit kritischer Energieinfrastruktur blieb im ersten Halbjahr 2026 ein zentrales energiepolitisches Thema. Vor dem Hintergrund zunehmender physischer und hybrider Bedrohungen wurden auf Bundesebene mit dem **KRITIS-Dachgesetz** einheitliche Mindestanforderungen für die physische Resilienz kritischer Anlagen beschlossen. Betreiber entsprechender Anlagen müssen künftig unter anderem Risikoanalysen durchführen, Schutzmaßnahmen umsetzen und Resilienzpläne erstellen. Als Betreiber kritischer Energieinfrastruktur ist E.ON von den neuen Anforderungen unmittelbar betroffen. Die Regelungen können zusätzliche Anforderungen an Risikoanalysen, Sicherheitskonzepte, Dokumentation und Investitionen in Schutzmaßnahmen auslösen. Für die Umsetzung ist entscheidend, dass die konkretisierenden Verordnungen praxistauglich ausgestaltet und mit bestehenden Sicherheits- und Meldepflichten abgestimmt werden.

Zur Stärkung der Versorgungssicherheit hat die Bundesregierung ein **Gesetz zur Bereitstellung neuer gesicherter Stromerzeugungskapazitäten** beschlossen. Ab 2031 soll ein Kapazitätsmarkt eingeführt werden. In einem solchen Modell wird nicht nur die tatsächlich erzeugte Strommenge vergütet, sondern auch die verlässliche Bereitstellung gesicherter Leistung. Bereits zuvor sollen neue, wasserstofffähige Gaskraftwerke ausgeschrieben werden. Der geplante Kapazitätsmarkt kann für E.ON zusätzliche Geschäfts- und Investitionsmöglichkeiten im Bereich gesicherter Leistung und Flexibilität schaffen. Relevant ist insbesondere, ob künftig auch dezentrale Flexibilitäten – etwa gebündelte flexible Verbraucher, Speicher oder kleinere Anlagen – am Markt teilnehmen können. Dies könnte die Integration erneuerbarer Energien unterstützen und neue Erlösmöglichkeiten für flexible Anlagen und Kundenlösungen eröffnen.

Im Januar 2024 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) mit dem sogenannten **NEST-Prozess („Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.")** eine Überprüfung des aktuellen Regulierungsrahmens im Hinblick auf die infolge der Energie- und Klimawende stark steigenden Anforderungen an die Netzbetreiber gestartet. Im Kontext der Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens muss die BNetzA zur Umsetzung der EuGH-Rechtsprechung aus 2021 geltende Rechtsverordnungen durch Festlegungen gestuft spätestens bis Ende 2028 ablösen. Nach einem umfangreichen Diskussions- und Konsultationsprozess hat die Bundesnetzagentur im Dezember 2025 mit der Rahmenfestlegung (RAMEN Strom/RAMEN Gas), der Strom- beziehungsweise Gasnetzentgeltfestlegung sowie der Methodenfestlegungen zum Effizienzvergleich, zur Kapitalverzinsung und zum generellen sektoralen Produktivitätsfaktor (Xgen) erste finale Festlegungen zur Neuregelung des Regulierungsrahmens für Strom- und Gasverteilnetzbetreiber ab der fünften Regulierungsperiode veröffentlicht. Teile dieser Festlegungen lassen die Branche und auch die Verteilnetzbetreiber der E.ON-Gruppe derzeit in erster Instanz durch das Oberlandesgericht Düsseldorf überprüfen, sodass diese Festlegungen für die fünfte Regulierungsperiode noch nicht rechtskräftig sind. Weitere Methoden- und Einzelfestlegungen werden bis Ende 2028 erfolgen, unter anderem auch die Einzelfestlegung zur Bestimmung des pauschalisierten Kapitalkostensatzes Gas (sogenannter WACC), für die ein erster Festlegungsentwurf im Laufe des dritten Quartals 2026 erwartet wird. Der NEST-Prozess wird durch E.ON fortlaufend eng begleitet und potenzielle Auswirkungen auf die Ertrags-, Finanz- und Vermögenslage des Konzerns kontinuierlich analysiert.

Im ersten Halbjahr 2026 hat die BNetzA mehrere Branchenworkshops mit allen Branchenteilnehmern zu einzelnen Schwerpunkten der Überarbeitung beziehungsweise Neudefinition der **Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)** durchgeführt. Fokussiert plant die Behörde, die allgemeine Netzentgeltsystematik mit Blick auf die Energiewende zukunftsfähig auszugestalten. Die Netzentgeltsystematik ist für Netznutzer von besonderer Bedeutung, weil hiermit die Netzkosten auf einzelne Nutzergruppen aufgeteilt werden. Mit dem Ende Mai präsentierten Zwischenstandsbericht erfolgte eine inhaltliche Zusammenfassung und Einordnung der bisherigen Erkenntnisse seitens der Behörde. Ein Festlegungsentwurf der BNetzA zu AgNes wurde Anfang August 2026 veröffentlicht. Die finale Festlegung soll Ende 2026 beziehungsweise Anfang 2027 erfolgen, sodass die Marktteilnehmer danach zirka zwei Jahre Zeit für die Umsetzung haben. Mit dem Auslaufen der aktuellen Stromnetzentgeltverordnung zum 31. Dezember 2028 werden die Folgeregelungen aus AgNes ab dem 1. Januar 2029 in Kraft treten. Darüber hinaus plant die Behörde in den kommenden Jahren Folgefestlegungen zur Einführung dynamischer Netzentgelte, die uns bis 2032 vorliegen sollen. Als Grundlage hierfür wird die BNetzA mit einer Grundkonzeption sowie einer Kosten-/Nutzen-Analyse beginnen. Darüber hinaus hat die BNetzA im Juni 2026 erste Orientierungspunkte zur Überarbeitung der Allgemeinen Netzentgeltsyste-matik Gas (SyGNE) veröffentlicht. Im Gegensatz zum AgNes-Prozess sieht die BNetzA zum jetzigen Zeitpunkt keinen Anlass für eine grundlegende Neugestaltung der bestehenden Gasnetzentgeltsystematik. Mit der finalen Festlegung ist bis Mitte 2027 zu rechnen. Die Folgeregelungen aus SyGNE treten mit Beginn der neuen Regulierungsperiode Gas ab dem 1. Januar 2028 in Kraft. E.ON wird auch diese Prozesse weiterhin eng begleiten und mitgestalten.

Nach den historisch hohen Zahlen im vergangenen Jahr haben die Netzbetreiber des E.ON-Konzerns auch im ersten Halbjahr 2026 eine große Anzahl an **Netzanschlussanfragen** mit erheblichen Leistungsanforderungen erhalten. Diese hohe Nachfrage trifft auf weiterhin knappe Netzkapazität. Neben der Frage einer potenziellen Priorisierung bei der Zuteilung, wie sie das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie mit seinem Entwurf des Netzpakets gesetzlich auf den Weg bringen möchte, kommt es zunehmend darauf an, bestehende Netze besser auszunutzen. Eine Möglichkeit, dies zu erreichen, bieten die sogenannten **flexiblen**

Netzanschlussvereinbarungen, mit denen Stromeinspeisung und -bezug der Kunden mit der Netzauslastung besser synchronisiert werden können. Dazu haben die Netzbetreiber des E.ON-Konzerns im ersten Halbjahr 2026 für verschiedene Netzanschlusskonstellationen Standards entwickelt und planen, diese deutschlandweit ihren Kunden anzubieten.

Zusammenfassende Beurteilung der Rahmenbedingungen

E.ON beobachtet und begleitet die zuvor beschriebenen wirtschaftlichen, energiepolitischen und regulatorischen Entwicklungen eng und analysiert potenzielle Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns kontinuierlich. Weitere Details hierzu können den **Segment →** und **Konzerninformationen →** entnommen werden. Darüber hinaus beobachten und analysieren wir kontinuierlich die energiepolitischen Entwicklungen auf EU-Ebene, in Deutschland sowie in den für den Konzern relevanten Märkten und bewerten deren potenzielle Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeit und die strategische Ausrichtung.

Besondere Ereignisse

Besondere Ereignisse im Berichtszeitraum

E.ON schließt im ersten Halbjahr erfolgreich diverse Finanzierungen ab

E.ON hat im ersten Halbjahr 2026 mehrere Anleihen in verschiedenen Währungen begeben:

- 750 Mio € Anleihe mit Fälligkeit im Januar 2034 und einem 3,448-Prozent-Kupon per annum
- 850 Mio € grüne Anleihe mit Fälligkeit im Januar 2038 und einem 3,895-Prozent-Kupon per annum
- 250 Mio CHF (zirka 277 Mio €) grüne Anleihe mit Fälligkeit im März 2034 und einem 1,3025-Prozent-Kupon per annum. Sowohl der Nominalbetrag als auch die Kuponzahlungen wurden vollständig währungsgesichert. Damit ist E.ON nach der letzten Transaktion im Jahr 2022 wieder an den Schweizer Anleihemarkt zurückgekehrt.
- 135 Mio CHF (zirka 149 Mio €) grüne Anleihe mit Fälligkeit im März 2038 und einem 1,6174-Prozent-Kupon per annum. Sowohl der Nominalbetrag als auch die Kuponzahlungen wurden vollständig währungsgesichert.
- 650 Mio € grüne Anleihe mit einer Fälligkeit im Mai 2031 und einem Kupon von 3,475 Prozent
- 650 Mio € grüne Anleihe mit einer Fälligkeit im Mai 2036 und einem Kupon von 4,053 Prozent

Außerdem hat E.ON im ersten Halbjahr 2026 mehrere Schuldscheindarlehen begeben:

- 300 Mio € Schuldscheindarlehen mit einer Laufzeit von sechs Jahren und einem variablen Zinssatz
- 150 Mio € Schuldscheindarlehen mit einer Laufzeit von sieben Jahren und einem variablen Zinssatz
- 500 Mio € grünes Schuldscheindarlehen mit einer Laufzeit von fünf Jahren und einem variablen Zinssatz. Es ist E.ONs erstes grünes Schuldscheindarlehen.

Im ersten Halbjahr hat E.ON 1,4 Mrd € der 4,3 Mrd € Gesamtfinanzierung außerhalb des Eurobondmarktes aufgenommen und damit eine wesentliche Diversifizierung der Finanzierungsquellen erreicht. Rund 72 Prozent der Finanzierungen wurden mittels grüner Finanzierungsinstrumente aufgenommen. Die Zinssicherung der Finanzierungen erfolgte im Rahmen einer Portfoliosteuerung.

Syndizierte Kreditlinie um ein Jahr verlängert

Im Mai 2025 hatte E.ON eine syndizierte Kreditlinie über 4,7 Mrd € mit einer Laufzeit von fünf Jahren und der zweimaligen Option zur Laufzeitverlängerung um jeweils ein Jahr abgeschlossen. Die Laufzeitverlängerung bedarf jeweils der Zustimmung der beteiligten Banken. Im April 2026 wurde die Laufzeit der Kreditlinie erstmalig um ein Jahr bis Mai 2031 verlängert.

Veräußerung des Gasverteilnetzes in der Tschechischen Republik vollzogen

E.ON hatte im September 2025 eine Vereinbarung mit GasNet, s.r.o (ein Unternehmen der ČEZ-Gruppe) zum Verkauf ihrer 100-prozentigen Beteiligung an der Gas Distribution s.r.o geschlossen. Die Gesellschaft war Teil des Segments Energy Networks Zentral-Osteuropa. Am 15. Januar 2026 wurde die Transaktion vollzogen.

Die im sonstigen Ergebnis (OCI) erfassten kumulierten Erträge in Verbindung mit der Veräußerungsgruppe beliefen sich auf 8 Mio €. Die im Vorjahr als zur Veräußerung gehalten klassifizierte Veräußerungsgruppe wurde aus der Konzernbilanz ausgebucht und es resultierte ein Veräußerungserfolg im niedrigen dreistelligen Millionen-Euro-Bereich. Entkonsolidierungsergebnisse werden grundsätzlich dem sonstigen betrieblichen Ergebnis zugeordnet.

Auswirkungen des Nahost-Konflikts

Der Konflikt im Nahen Osten ist Ende Februar 2026 militärisch eskaliert, was zu einer erhöhten Volatilität der Energiepreise an den Großhandelsmärkten führt und infolge der unklaren Lage

hinsichtlich der Passierbarkeit der Straße von Hormus langfristig Energieengpässe nach sich ziehen könnte. Die aktuellen Entwicklungen werden im Hinblick auf ihre Auswirkungen auf den E.ON-Konzern kontinuierlich beobachtet, analysiert und bewertet. Durch eine langfristige Beschaffungsstrategie können kurzfristige Schwankungen an den Großhandelsmärkten abgefedert werden. Auf längere Sicht wird entscheidend sein, wie sich die geopolitische Lage und die Preise an den Großhandelsmärkten weiter entwickeln. Im ersten Halbjahr 2026 haben sich die bilanzierten Marktwerte der Commodity-Derivate infolge gestiegener Commodity-Preise erhöht.

E.ON-Hauptversammlung beschließt erneut höhere Dividende

Die Aktionärinnen und Aktionäre haben auf der ordentlichen Hauptversammlung im April allen Tagesordnungspunkten mit deutlicher Mehrheit zugestimmt. Ein zentraler Beschluss war die Ausschüttung einer Dividende in Höhe von 57 Cent je Aktie für das Geschäftsjahr 2025. Damit erhöht E.ON die Dividende zum elften Mal in Folge und unterstreicht den Anspruch, die Anteilseigner kontinuierlich und verlässlich am Unternehmenserfolg zu beteiligen. Auch künftig will E.ON die Dividende weiter steigern, bis zum Jahr 2030 um bis zu fünf Prozent jährlich.

Darüber hinaus entlastete die Hauptversammlung die Mitglieder des Vorstands für das Geschäftsjahr 2025 mit rund 99 Prozent und die des Aufsichtsrats mit rund 98 Prozent. Zudem wurde Ulrich Grillo als Mitglied des Aufsichtsrats wiedergewählt. Erstmalig in den Aufsichtsrat der E.ON SE gewählt wurden Helene von Roeder, Mitglied der Geschäftsleitung und Chief Financial Officer von Merck, sowie Dr. Dominik von Achten, Vorsitzender des Vorstands von Heidelberg Materials. Herr Grillo, Frau von Roeder und Herr von Achten sind für jeweils drei Jahre in den Aufsichtsrat gewählt. Aus dem Aufsichtsrat ausgeschieden sind Anke Groth und Klaus Fröhlich. Darüber hinaus billigten die Aktionärinnen und Aktionäre den Vergütungsbericht für das Geschäftsjahr 2025.

Die Hauptversammlung fand in einem virtuellen Format statt, in dem sämtliche Aktionärsrechte vollumfänglich ausgeübt werden konnten – einschließlich der Möglichkeit, in der Hauptversammlung Fragen zu stellen, Live-Redebeiträge zu leisten und in Echtzeit abzustimmen. Insgesamt waren mehr als 69 Prozent des Grundkapitals vertreten.

Vereinbarung zur Übernahme der Anteile der Ovo Energy Ltd.

Im Mai 2026 hat E.ON UK eine Vereinbarung mit Ovo Group Ltd. getroffen, wonach E.ON 100 Prozent der Anteile an Ovo Energy Ltd. übernehmen wird. Ovo Energy Ltd. ist ein Energieversorger für Privatkunden im Vereinigten Königreich. Gemeinsam mit E.ON Next, dem britischen Vertriebsgeschäft von E.ON, wird die geplante Übernahme von Ovo Energy Ltd. die Position von E.ON im britischen Energiemarkt stärken. E.ON betreut derzeit rund 5,6 Millionen Kunden im Vereinigten Königreich, wobei Ovo Energy Ltd. voraussichtlich etwa weitere vier Millionen Kunden hinzufügt. Die geplante Übernahme steht unter dem Vorbehalt der Genehmigung durch die zuständigen Behörden. Der Abschluss der Transaktion wird für die zweite Hälfte des Jahres 2026 erwartet.

Besondere Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

Vereinbarung über Anteile an der PSI Software SE geschlossen

Im Juli 2026 hat E.ON eine Vereinbarung mit Warburg Pincus LLC über E.ONs bisher als sonstige Beteiligung ausgewiesenen Anteil an der PSI Software SE geschlossen. Im Rahmen eines freiwilligen Übernahmeangebots übernimmt Warburg Pincus LLC die Mehrheit der ausstehenden Anteile an PSI Software SE; die Beteiligung wird zum 30. Juni 2026 mit einem Buchwert von 125 Mio € als zur Veräußerung gehalten gemäß IFRS 5 ausgewiesen. E.ON hält grundsätzlich an der Halteabsicht für die Beteiligung fest, wird aber durch die geschlossene Vereinbarung indirekter Minderheitsgesellschafter. Zukünftig wird die aus der Transaktion neu entstandene Beteiligung als assoziiertes Unternehmen ausgewiesen, es entstehen keine Ergebniseffekte zum Zeitpunkt der Transaktion.

Syndizierte Kreditlinie von Delgaz S.A. neu abgeschlossen

Anfang Juli 2026 hat E.ON über die Delgaz Grid S.A. eine neue syndizierte Kreditlinie über 3,0 Mrd RON (zirka 570 Mio €) mit einer Laufzeit von fünf Jahren abgeschlossen. Gemäß den Kreditbedingungen sind 2,0 Mrd RON (zirka 380 Mio €) am Ende der Laufzeit vollständig zurückzuzahlen, während 1,0 Mrd RON (rund 190 Mio €) in vierteljährlichen Raten zurückzuzahlen oder für einen späteren Zeitraum zu refinanzieren sind. Das Kreditvolumen kann während der Vertragslaufzeit um bis zu 500 Mio RON (zirka 95 Mio €) erhöht werden. Die Kreditlinie dient der Liquiditätssicherung von der Delgaz Grid S.A. Sie löst die bisherige syndizierte Kreditlinie in Höhe von 3,0 Mrd RON (zirka 570 Mio €) mit Fälligkeit im September 2026 vorzeitig ab.

Segmentinformationen

Wir sind eines der größten europäischen Energieunternehmen mit rund 78.300 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern[1] in den drei Geschäftsfeldern Energy Networks, Energy Infrastructure Solutions sowie Energy Retail und dem Bereich Corporate Functions. Als Playmaker der Energiewende ist E.ON in weiten Teilen Europas aktiv und übernimmt mit seinen 33,1 Millionen Kundinnen und Kunden[2] eine führende Rolle bei der Gestaltung einer grünen, digitalen und dezentralen Energiewelt. It's on us: damit neue Energie funktioniert.

Highlights des ersten Halbjahrs 2026

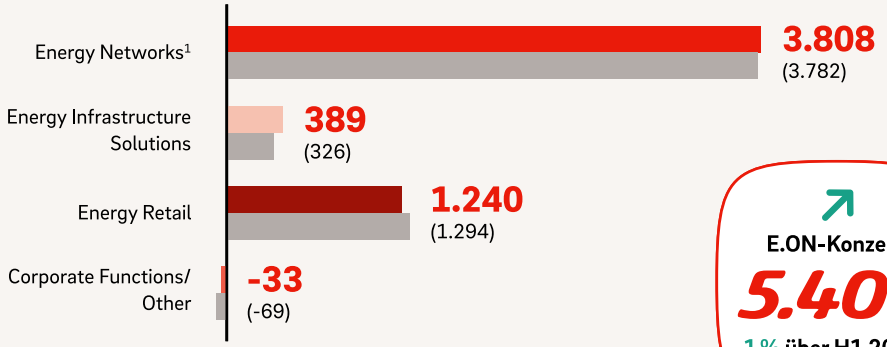
- **E.ON blickt auf ein erfolgreiches erstes Halbjahr 2026**
  Das bereinigte EBITDA der Geschäftsfelder Energy Networks und Energy Infrastructure Solutions verbesserte sich im ersten Halbjahr 2026 gegenüber dem Vorjahr. Beim Geschäftsfeld Energy Retail liegt das bereinigte EBITDA unter anderem aufgrund der Entkonsolidierung der NEW-Gruppe erwartungsgemäß unter dem Vorjahr.

- **Investitionen in die Energiewende witterungsbedingt unter Vorjahr**
  Im Geschäftsfeld Energy Networks lagen die Investitionen aufgrund der kälteren Witterung im ersten Quartal sowie weiterer temporärer Verschiebungen einzelner Investitionsprojekte in Deutschland bei 2.344 Mio € und damit 8 Prozent unter dem ersten Halbjahr 2025. Diese Projekte sollen im weiteren Jahresverlauf ausgeführt werden.

  In den Geschäftsfeldern Energy Infrastructure Solutions und Energy Retail erhöhten sich die Investitionen erwartungsgemäß gegenüber dem Vorjahreszeitraum.

[1] FTE – Full Time Equivalent
[2] Exklusive der Kunden in der Türkei und Slowakei.

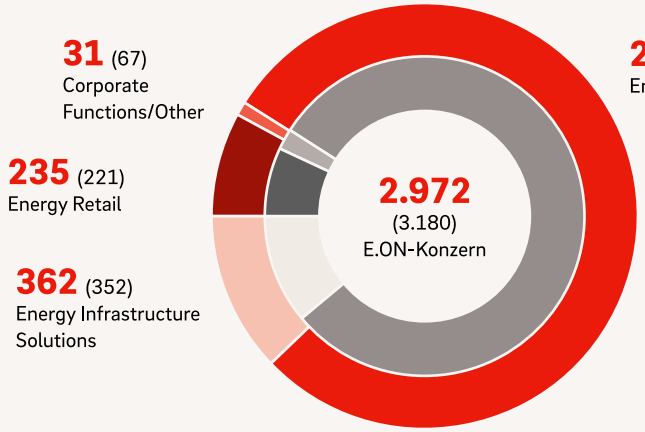
Bereinigtes EBITDA nach Geschäftsfeldern (in Mio €)



H1 2025 in Klammern
1 Der Vorjahreswert wurde aufgrund weiterer Bereinigungen der Steuerungsgröße angepasst; weitere Erläuterungen hierzu im Abschnitt „Überleitung bereinigter Ergebnisgrößen".

↗
E.ON-Konzern
5.404
1 % über H1 2025[1]

Investitionen nach Geschäftsfeldern (in Mio €)



H1 2025 in Klammern

↘
E.ON-Konzern
7 %
unter H1 2025

Energy Networks

Geschäftsmodell

Im Geschäftsfeld Energy Networks werden die Verteilnetze für Strom und Gas und die damit verbundenen Aktivitäten zusammengefasst. Die Verteilnetze bilden das Rückgrat der Energiewende. E.ON betreibt Energienetze in den regionalen Märkten Deutschland, Schweden, Zentral-Osteuropa mit den Ländern Tschechien, Polen und der At-equity-Beteiligung in der Slowakei und Süd-Osteuropa mit den Ländern Ungarn, Kroatien, Rumänien und der At-equity-Beteiligung in der Türkei. Zu den Hauptaufgaben innerhalb dieses Geschäftsfelds gehören der verlässliche Betrieb der Strom- und Gasnetze, die Durchführung aller erforderlichen Instandhaltungs- und Wartungsmaßnahmen sowie der Ausbau der Strom- und Gasnetze, oft im Zusammenhang mit der Realisierung von Kundenanschlüssen und der Anbindung von Anlagen zur Erzeugung und Speicherung erneuerbarer Energie.

Zudem umfasst unsere vorgelagerte Wertschöpfungskette im Wesentlichen Waren und Dienstleistungen für den Betrieb, die Aufrechterhaltung und den Ausbau unserer Strom- und Gasverteilnetze.

Durchgeleitete Strom- und Gasmengen

Die im ersten Halbjahr 2026 durchgeleiteten Strommengen (146 Mrd kWh) lagen auf Vorjahresniveau (147 Mrd kWh). Während in Deutschland eine schwächere industrielle Nachfrage sowie eine höhere Eigenerzeugung hinter dem Netzanschlusspunkt zu einer Reduzierung der Durchleitungsmengen führten, konnten diese in Schweden hingegen aufgrund kühlerer Witterung leicht gesteigert werden. Im gleichen Zeitraum lagen die durchgeleiteten Gasmengen (110 Mrd kWh) nahezu auf Vorjahresniveau (Vorjahr: 112 Mrd kWh). Dies ist vor allem auf den Verkauf des tschechischen Gasverteilnetzes zurückzuführen.

Durchgeleitete Energiemengen

	Deutschland		Schweden		Zentral-Osteuropa		Süd-Osteuropa		Summe	
in Mrd kWh	2026	2025	2026	2025	2026	2025	2026	2025	2026	2025
2. Quartal										
Strom	47,4	48,8	7,2	7,0	4,8	4,7	6,6	6,9	66,0	67,4
Netzverluste, Eigenverbrauch etc.	1,9	1,7	0,2	0,3	0,1	0,1	0,4	0,3	2,6	2,4
Gas	28,9	26,7	–	–	–	0,5	5,8	6,0	34,7	33,2
1. Halbjahr										
Strom	103,4	105,0	17,6	16,9	10,6	10,2	14,6	14,7	146,2	146,8
Netzverluste, Eigenverbrauch etc.	3,9	3,6	0,6	0,6	0,4	0,4	0,9	0,9	5,8	5,5
Gas	87,0	87,3	–	–	–	1,7	22,6	22,5	109,6	111,5

Investitionen

Die Investitionen lagen im ersten Halbjahr 2026 bei 2.344 Mio €. Sie entfielen in allen Regionen insbesondere auf Neuanschlüsse sowie den Ausbau der Netzinfrastruktur. Gegenüber dem Vorjahreszeitraum (2.540 Mio €) gingen die Investitionen um 196 Mio € zurück. Dies ist im Wesentlichen auf witterungsbedingte Verzögerungen aus dem ersten Quartal sowie weitere temporäre Verschiebungen einzelner Investitionsprojekte in Deutschland zurückzuführen. Die verschobenen Investitionen werden jedoch voraussichtlich im weiteren Jahresverlauf nachgeholt. Gegenläufig wirkten höhere Investitionen in mehreren europäischen Ländern, insbesondere in Tschechien, Polen und Ungarn, die den Rückgang jedoch nicht vollständig kompensieren konnten.

Außenumsatz

Der Außenumsatz im Geschäftsfeld Energy Networks ist im ersten Halbjahr 2026 um 806 Mio € auf 10.352 Mio € (Vorjahr: 11.158 Mio €) gesunken. Maßgeblich hierfür waren vor allem geringere Netznutzungserlöse im Strombereich in Deutschland infolge des gewährten Bundeszuschusses zu den Übertragungsnetzentgelten. Aus diesem Sachverhalt ergaben sich gegenläufig auch geringere Aufwendungen für Netznutzungsentgelte gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern. Die Entkonsolidierung der NEW-Gruppe wirkte sich zusätzlich negativ auf den Außenumsatz aus. In allen Märkten außerhalb Deutschlands erhöhte sich der Umsatz unter anderem aus positiven Tarifanpassungen und witterungsbedingt gestiegenen durchgeleiteten Energiemengen – insbesondere in Schweden und Tschechien.

Bereinigtes EBITDA

Das bereinigte EBITDA des Geschäftsfelds Energy Networks lag mit 3.808 Mio € auf dem Niveau des Vorjahres (Vorjahr: 3.782 Mio €). In Deutschland fiel der Ergebnisbeitrag niedriger aus. Gründe hierfür waren unter anderem höhere Aufwendungen zur Unterstützung des nachhaltigen Wachstums, der Wegfall der Ergebnisbeiträge der zum 30. September 2025 entkonsolidierten NEW-Gruppe und ein geringeres Beteiligungsergebnis. Diese Ergebnisentwicklung konnte nur zum Teil durch die wachsende Vermögensbasis sowie den Ausbau des Geschäfts mit intelligenten Stromzählern (Smart Metern) kompensiert werden.

In Schweden führten vor allem Tarifanpassungen zu einer Ergebnissteigerung. In Zentral-Osteuropa konnten der Anstieg der regulierten Vermögensbasis sowie die höhere regulatorische Verzinsung in Tschechien den EBITDA-Rückgang infolge der zum Jahresbeginn 2026 erfolgten Veräußerung des Gasgeschäfts mehr als ausgleichen. Auch in Süd-Osteuropa verbesserte das investitionsbedingte Wachstum der regulierten Vermögensbasis in allen Ländern das Ergebnis. Zusätzlich wirkte sich eine höhere regulatorische Verzinsung in Ungarn positiv aus.

Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern

Der operative Cashflow vor Zinsen und Steuern des Geschäftsfelds Energy Networks erhöhte sich gegenüber dem Vorjahreszeitraum im Wesentlichen aufgrund positiver Einmaleffekte im Working Capital. Gegenläufig wirkte der Wegfall des im Vergleichszeitraum enthaltenen positiven Cashflow-Beitrags der NEW-Gruppe infolge ihrer Entkonsolidierung.

Energy Networks

	Deutschland		Schweden		Zentral-Osteuropa		Süd-Osteuropa		Konsolidierung		Summe	
in Mio €	2026	2025	2026	2025	2026	2025	2026	2025	2026	2025	2026	2025
2. Quartal												
Außenumsatz	3.953	4.423	327	304	229	196	391	369	–	–	4.900	5.292
Bereinigtes EBITDA[1]	1.149	1.191	201	191	192	176	175	123	–	1	1.717	1.682
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	1.773	1.470	213	178	164	164	248	210	-1	1	2.397	2.023
Investitionen	914	1.025	143	146	117	94	115	118	–	-2	1.289	1.381
1. Halbjahr												
Außenumsatz	8.259	9.244	733	652	489	419	871	843	–	–	10.352	11.158
Bereinigtes EBITDA[1]	2.482	2.643	464	407	400	378	462	353	–	1	3.808	3.782
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	2.093	1.702	457	383	279	354	394	393	-1	–	3.222	2.832
Investitionen	1.627	1.861	260	274	217	166	240	239	–	–	2.344	2.540

1 Der Vorjahreswert wurde aufgrund weiterer Bereinigungen der Steuerungsgröße angepasst; weitere Erläuterungen hierzu im Abschnitt „Überleitung bereinigter Ergebnisgrößen".

Energy Infrastructure Solutions

Geschäftsmodell

Das Geschäftsfeld Energy Infrastructure Solutions entwickelt Energie- und Infrastrukturlösungen, um Städte und Gemeinden sowie Gewerbe und Industrien mit Wärme, Strom, Dampf und Kälte zu versorgen. Über die gesamte Wertschöpfungskette – von Planung, Bau und Finanzierung bis hin zum Betrieb und zur laufenden Optimierung von Energieerzeugungs- und Managementsystemen – ist das Geschäftsfeld aktiv.

Das Kerngeschäft liegt im Aufbau, in der Verdichtung und dem Betrieb von Fernwärme- und -kältenetzen (District Heating & Cooling) mit dem Ziel, eine effiziente und klimafreundliche Versorgung sicherzustellen. Zu den wichtigsten Kunden zählen Wohnungsunternehmen, Kommunen, Immobilienentwickler und Privathaushalte.

Darüber hinaus bietet das Geschäftsfeld Energy Infrastructure Solutions Lösungen für Industrie- und Gewerbekunden (Industry & Commercial Solutions) an, die auf die Energieversorgung ihrer Prozesse und die Steigerung der Energieeffizienz ausgerichtet sind. Dabei sind die Systeme digital mit den Produktionsabläufen synchronisiert, um eine optimierte und zuverlässige Energieversorgung zu gewährleisten. Hierbei kommen moderne Technologien wie zum Beispiel Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, Wärmepumpen und erneuerbare Energien wie Windkraft- und PV-Anlagen sowie Batteriespeicher, gepaart mit umfassenden Ingenieurleistungen, zum Einsatz.

In Großbritannien ergänzen intelligente Stromzähler unser Portfolio (Smart Metering). Sie schaffen Transparenz über den Energieverbrauch und ermöglichen den Zugang zu innovativen Produkten wie Home-Energie-Management-Systemen. Unsere Services umfassen Installation, Austausch, Betrieb und Wartung – und helfen Kundinnen und Kunden, Energie und Kosten zu sparen.

In 14 europäischen Ländern und Regionen – insbesondere in Deutschland, Skandinavien und Großbritannien – ist unser Geschäftsfeld Energy Infrastructure Solutions tätig, das einen wichtigen Beitrag zu langfristig bezahlbaren, klimafreundlichen und zuverlässigen Energieinfrastrukturangeboten leisten soll, die unsere Wachstumsziele nachhaltig unterstützen.

Abgesetzte Energiemenge

Die abgesetzte Energiemenge (Wärme, Strom, Dampf und Kälte) des Geschäftsfelds Energy Infrastructure Solutions belief sich im ersten Halbjahr 2026 auf 9,7 Mrd kWh (Vorjahr: 9,5 Mrd kWh). Diese Entwicklung ist vor allem auf die witterungsbedingt höhere Nachfrage unserer Kunden nach der Versorgung mit Wärme zurückzuführen.

Investitionen

Im Geschäftsfeld Energy Infrastructure Solutions betrugen die Investitionen 362 Mio € und liegen damit auf dem Niveau des Vorjahres (352 Mio €).

Außenumsatz

Der Außenumsatz im Geschäftsfeld Energy Infrastructure Solutions belief sich im ersten Halbjahr 2026 auf 1.548 Mio € und lag damit über dem Vorjahreswert (1.439 Mio €). Gründe dafür waren insbesondere gestiegene Absatzmengen und Preiseffekte in Skandinavien und Polen.

Bereinigtes EBITDA

Das bereinigte EBITDA des Geschäftsfelds Energy Infrastructure Solutions lag im ersten Halbjahr 2026 mit 389 Mio € um 63 Mio € über dem Vorjahreswert (326 Mio €). Dieser Anstieg ist insbesondere auf das Wachstum in unserem Industriekundengeschäft in Deutschland zurückzuführen. Weiterhin haben die zeitlich verzögerte Weitergabe höherer Beschaffungskosten in Skandinavien sowie witterungsbedingte Effekte im Wärmegeschäft in Skandinavien und Polen zum Ergebnisanstieg beigetragen. Teilweise kompensierend wirkten im Vorjahresvergleich Preiseffekte bei der Biomasseerzeugung in Großbritannien.

Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern

Der operative Cashflow vor Zinsen und Steuern des Geschäftsfelds Energy Infrastructure Solutions erhöhte sich infolge der Entwicklung des bereinigten EBITDA.

Energy Infrastructure Solutions

in Mio €	2026	2025
2. Quartal		
Außenumsatz	654	584
Bereinigtes EBITDA	152	122
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	150	183
Investitionen	196	205
1. Halbjahr		
Außenumsatz	1.548	1.439
Bereinigtes EBITDA	389	326
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	289	267
Investitionen	362	352

Energy Retail

Geschäftsmodell

Das Geschäftsfeld Energy Retail umfasst die Energieversorgung der Kundinnen und Kunden in Europa mit Strom und Gas. Die Versorgung mit Gas berücksichtigt sowohl konventionelles als auch klimaneutrales grünes Gas. Darüber hinaus bieten wir nachhaltige Lösungen zur Steigerung der Energieeffizienz, Energieautarkie und Elektromobilität an. E.ON unterstützt Kundinnen und Kunden mit vielfältigen Angeboten – unabhängig davon, ob sie weiterhin auf eine verlässliche klassische Energieversorgung setzen oder den nächsten Schritt in Richtung eigener Anlagen und zusätzlicher Flexibilitätsoptionen gehen. Das Angebot reicht von erneuerbarer Stromversorgung über klimafreundliche Heizlösungen und Elektromobilität bis hin zu Photovoltaik- und Flexibilitätslösungen.

E.ONs Aktivitäten sind auf die individuellen Bedürfnisse der Kundengruppen in den Bereichen Privatkunden, kleine und mittelständische Geschäftskunden sowie große Geschäftskunden und Vertriebspartner ausgerichtet. Dabei ist dieses Geschäftsfeld in die Segmente Deutschland, Großbritannien, Niederlande und Sonstige unterteilt. Das letztgenannte Segment umfasst regionale Vertriebsaktivitäten in Schweden, Italien, Tschechien, Ungarn, Kroatien, Rumänien und Polen. Des Weiteren wird die zentrale Commodity-Beschaffungseinheit des E.ON-Konzerns, E.ON Energy Markets GmbH, im Segment Sonstige ausgewiesen. Ein Ziel von E.ON ist es, die Zufriedenheit der Kundinnen und Kunden zu erhöhen, die Bezahlbarkeit der Energieversorgung sicherzustellen und gemeinsam zur aktiven Gestaltung der europäischen Energiewende beizutragen.

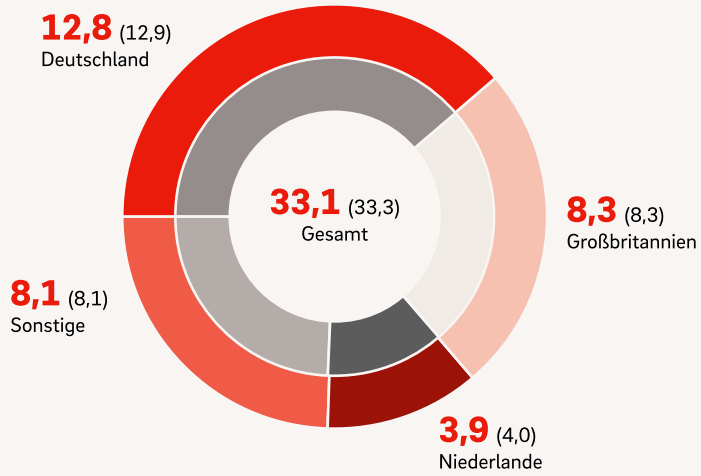
Strom und Gas für unser Energy-Retail-Geschäft beschaffen wir im Wesentlichen auf dem Energie-Großhandelsmarkt, sowohl an den Energiebörsen als auch bilateral (over the counter) von Energiegroßhändlern.

Strom- und Gaskunden

Die Gesamtkundenzahl der vollkonsolidierten Gesellschaften im Geschäftsfeld Energy Retail lag Ende des ersten Halbjahrs 2026 bei 33,1 Mio (Jahresende 2025: 33,3 Mio). Der leichte Rückgang ist insbesondere auf die Fokussierung auf einen wertbasierten Akquiseansatz bei Privatkunden sowie kleineren und mittleren Geschäftskunden zurückzuführen und betrifft insbesondere Deutschland.

Strom- und Gaskunden[1] (in Mio)

Stand 30. Juni 2026



1 Exklusive der Türkei und Slowakei
Anzahl der Strom- und Gaskunden zum 31. Dezember 2025 in Klammern

Strom- und Gasabsatz

Im ersten Halbjahr 2026 reduzierte sich sowohl der Stromabsatz um rund 12,3 Mrd kWh auf 82,1 Mrd kWh (Vorjahr: 94,4 Mrd kWh) als auch der Gasabsatz um rund 27,2 Mrd kWh auf 160,6 Mrd kWh (Vorjahr: 187,8 Mrd kWh).

Die Entwicklung ist im Wesentlichen auf den Absatz geringerer Großhandelsmengen für Strom und Gas im Segment Sonstige infolge unserer vollständig integrierten Portfoliooptimierung zurückzuführen. Zudem sind im Zuge der Realisierung unserer B2B-Strategie und damit verbundener Portfoliobereinigungen in den Niederlanden und Großbritannien weniger Mengen an Industrie- und Geschäftskunden/Vertriebspartner abgesetzt worden. In Deutschland sind die reduzierten Absatzmengen für Strom und Gas bei Privat- und kleineren Geschäftskunden insbesondere auf die Entkonsolidierung der NEW-Gruppe zurückzuführen.

Stromabsatz

	Deutschland		Großbritannien		Niederlande		Sonstige		Summe	
in Mrd kWh	2026	2025	2026	2025	2026	2025	2026	2025	2026	2025
2. Quartal										
Privatkunden[1]	6,1	6,3	3,3	3,1	1,4	1,3	3,0	3,0	13,8	13,7
Kleinere und mittlere Geschäftskunden[1]	3,1	3,2	0,6	0,6	–	–	2,8	3,1	6,5	6,9
Industrie- und Geschäftskunden/Vertriebspartner[1]	1,3	1,3	4,3	4,5	–	0,1	–	–	5,6	5,9
Kundengruppen	**10,5**	**10,8**	**8,2**	**8,2**	**1,4**	**1,4**	**5,8**	**6,1**	**25,9**	**26,5**
Großhandel	0,6	1,0	0,5	0,6	0,1	0,1	9,1	13,3	10,3	15,0
Summe	**11,1**	**11,8**	**8,7**	**8,8**	**1,5**	**1,5**	**14,9**	**19,4**	**36,2**	**41,5**
1. Halbjahr										
Privatkunden[1]	14,2	15,2	7,5	7,5	3,4	3,2	7,9	7,3	33,0	33,2
Kleinere und mittlere Geschäftskunden[1]	6,5	6,8	1,4	1,3	–	–	5,9	6,3	13,8	14,4
Industrie- und Geschäftskunden/Vertriebspartner[1]	2,5	2,7	9,3	10,0	0,1	0,3	0,2	0,3	12,1	13,3
Kundengruppen	**23,2**	**24,7**	**18,2**	**18,8**	**3,5**	**3,5**	**14,0**	**13,9**	**58,9**	**60,9**
Großhandel	1,3	2,0	1,1	1,2	0,2	0,3	20,6	30,0	23,2	33,5
Summe	**24,5**	**26,7**	**19,3**	**20,0**	**3,7**	**3,8**	**34,6**	**43,9**	**82,1**	**94,4**

1 Die Kundensegmentierung wurde der aktuellen strategischen Ausrichtung des Portfolios angepasst. Die Vorjahreszahlen wurden zur Sicherstellung der Vergleichbarkeit entsprechend neu dargestellt.

Gasabsatz

	Deutschland		Großbritannien		Niederlande		Sonstige		Summe	
in Mrd kWh	2026	2025	2026	2025	2026	2025	2026	2025	2026	2025
2. Quartal										
Privatkunden[1]	6,1	5,9	4,6	3,8	1,8	1,6	2,6	2,9	15,1	14,2
Kleinere und mittlere Geschäftskunden[1]	2,5	2,7	0,3	0,3	–	–	1,7	1,5	4,5	4,5
Industrie- und Geschäftskunden/Vertriebspartner[1]	1,3	1,5	2,0	1,8	0,5	1,6	–	0,1	3,8	5,0
Kundengruppen	**9,9**	**10,1**	**6,9**	**5,9**	**2,3**	**3,2**	**4,3**	**4,5**	**23,4**	**23,7**
Großhandel	0,9	1,0	0,5	0,3	–	–	25,5	37,2	26,9	38,5
Summe	**10,8**	**11,1**	**7,4**	**6,2**	**2,3**	**3,2**	**29,8**	**41,7**	**50,3**	**62,2**
1. Halbjahr										
Privatkunden[1]	20,5	22,2	18,6	18,7	10,0	10,0	13,6	13,9	62,7	64,8
Kleinere und mittlere Geschäftskunden[1]	7,3	7,6	1,1	1,2	–	–	5,5	5,0	13,9	13,8
Industrie- und Geschäftskunden/Vertriebspartner[1]	4,5	5,2	7,0	7,2	1,5	4,5	–	–	13,0	16,9
Kundengruppen	**32,3**	**35,0**	**26,7**	**27,1**	**11,5**	**14,5**	**19,1**	**18,9**	**89,6**	**95,5**
Großhandel	2,2	2,1	1,1	0,8	0,1	0,1	67,6	89,3	71,0	92,3
Summe	**34,5**	**37,1**	**27,8**	**27,9**	**11,6**	**14,6**	**86,7**	**108,2**	**160,6**	**187,8**

1 Die Kundensegmentierung wurde der aktuellen strategischen Ausrichtung des Portfolios angepasst. Die Vorjahreszahlen wurden zur Sicherstellung der Vergleichbarkeit entsprechend neu dargestellt.

Investitionen

Im Geschäftsfeld Energy Retail betrugen die Investitionen 235 Mio € und lagen damit leicht über dem Vorjahr (221 Mio €). Die Investitionen sind vor allem in den europaweiten Ausbau der Ladeinfrastruktur und in die Digitalisierung geflossen.

Außenumsatz

Die Außenumsätze im Geschäftsfeld Energy Retail sind im Berichtszeitraum um 2,8 Mrd € auf 26,1 Mrd € (Vorjahr: 28,8 Mrd €) gesunken. Der Umsatzrückgang in Deutschland resultierte vor allem aus der Entkonsolidierung der NEW-Gruppe sowie einer verstärkten Fokussierung auf einen wertbasierten Akquiseansatz bei Privatkunden und kleineren und mittelgroßen Geschäftskunden. Zudem wurden in Deutschland gesunkene Beschaffungskosten und Netzentgelte umsatzmindernd an die Kunden weitergegeben. In Großbritannien ist die Entwicklung auf rückläufige Absatzmengen bei Industrie- und Geschäftskunden sowie eine Veränderung innerhalb des Kundenportfolios, unter anderem bedingt durch einen höheren Anteil an Kunden mit Festpreisverträgen, zurückzuführen. Im Segment Sonstige ist die Entwicklung im Wesentlichen auf negative Volumeneffekte aus Portfoliooptimierungen zurückzuführen. In den Niederlanden resultierte der Umsatzrückgang vor allem aus dem schrittweise auslaufenden B2B-Geschäft.

Bereinigtes EBITDA

Das bereinigte EBITDA des Geschäftsfelds Energy Retail belief sich auf 1.240 Mio € und lag damit leicht unter dem Vorjahreswert (1.294 Mio €). In Deutschland war die Ergebnisentwicklung insbesondere durch strukturelle Effekte, wie die Entkonsolidierung der NEW-Gruppe, geprägt. Dem standen geringere Wertberichtigungen auf Forderungen infolge optimierter Prozesse im Kundenmanagement gegenüber. In Großbritannien, den Niederlanden und im Segment Sonstige erreichte das Ergebnis das Vorjahresniveau. In Großbritannien konnten geringere Aufwendungen im Zusammenhang mit Energieeffizienzmaßnahmen und positive Ergebniseffekte im Privatkundengeschäft die Ergebnisrückgänge aus schrittweise auslaufenden Altverträgen mit Industrie- und Geschäftskunden sowie aus aperiodischen Effekten mehr als ausgleichen.

Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern

Der operative Cashflow vor Zinsen und Steuern des Geschäftsfelds Energy Retail erhöhte sich im Vergleich zum Vorjahr. Der Anstieg war im Wesentlichen auf temporäre Preis- und Einmaleffekte im Working Capital zurückzuführen. Gegenläufig wirkten strukturelle Effekte wie zum Beispiel die Entkonsolidierung der NEW-Gruppe.

Energy Retail

	Deutschland		Großbritannien		Niederlande		Sonstige		Konsolidierung		Summe	
in Mio €	2026	2025	2026	2025	2026	2025	2026	2025	2026	2025	2026	2025
2. Quartal												
Außenumsatz	3.473	3.681	2.911	2.955	369	403	3.893	3.357	–	–	10.646	10.396
Bereinigtes EBITDA	130	214	109	60	-29	-10	89	97	-1	–	298	361
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	497	742	158	409	85	142	377	357	1	-3	1.118	1.647
Investitionen	28	22	2	18	22	16	67	49	–	-2	119	103
1. Halbjahr												
Außenumsatz	8.677	9.760	7.127	7.997	1.266	1.483	9.001	9.587	–	–	26.071	28.827
Bereinigtes EBITDA	480	533	397	393	83	87	281	281	-1	–	1.240	1.294
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	-266	-195	-40	218	-60	-31	746	251	–	-3	380	240
Investitionen	47	33	4	19	41	38	143	132	–	-1	235	221

Corporate Functions/Other

Geschäftsmodell

Die Hauptaufgabe der Konzernleitung ist die Führung des E.ON-Konzerns. Dazu zählen die strategische Weiterentwicklung des Konzerns sowie die Steuerung und Finanzierung des bestehenden Geschäftsportfolios. Aufgaben, die in diesem Zusammenhang unter anderem wahrgenommen werden, sind die länder- und marktübergreifende Optimierung des Gesamtgeschäfts unter finanziellen, strategischen und Risikogesichtspunkten sowie das Stakeholdermanagement. Innerhalb des Bereichs Corporate Functions/Other verantwortet die konzernweite Einheit E.ON Digital Technology die digitale und die IT-Leistungsfähigkeit des Konzerns und entwickelt digitale Technologien und Lösungen. Der Innovationsbereich ist im Digitalressort angesiedelt und entwickelt kunden- und marktorientierte Geschäftsideen und -modelle. Die nicht strategischen Aktivitäten des E.ON-Konzerns, wie der Rückbau der Kernkraftwerke, der von der operativen Einheit PreussenElektra gesteuert wird, und das Erzeugungsgeschäft in der Türkei, werden ebenfalls im Bereich Corporate Functions/Other ausgewiesen.

Ertrags- und Finanzlage des Bereichs Corporate Functions/Other

Der **Außenumsatz** im Bereich Corporate Functions/Other lag mit 105 Mio € unter dem Vorjahr (130 Mio €).

Im Bereich Corporate Functions/Other lag das **bereinigte EBITDA** im ersten Halbjahr 2026 bei -33 Mio € und damit über dem Vorjahreswert von -69 Mio €. Ausschlaggebend hierfür war ein verbessertes Ergebnis aus dem Erzeugungsgeschäft in der Türkei infolge günstigerer Wasserverhältnisse sowie des Ausbaus der Windkapazitäten.

Im Bereich Corporate Functions/Other waren die **Investitionen** in Höhe von 31 Mio € (Vorjahr: 67 Mio €) rückläufig, da im ersten Halbjahr 2026 weniger in Beteiligungen investiert wurde.

Der **operative Cashflow vor Zinsen und Steuern** lag im ersten Halbjahr 2026 bei -1.193 Mio € (Vorjahr: -1.116 Mio €).

Corporate Functions/Other

in Mio €	2026	2025
2. Quartal		
Außenumsatz	53	66
Bereinigtes EBITDA	-16	-13
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	-679	-804
Investitionen	4	28
1. Halbjahr		
Außenumsatz	105	130
Bereinigtes EBITDA	-33	-69
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	-1.193	-1.116
Investitionen	31	67

Konzerninformationen

Highlights des ersten Halbjahrs 2026

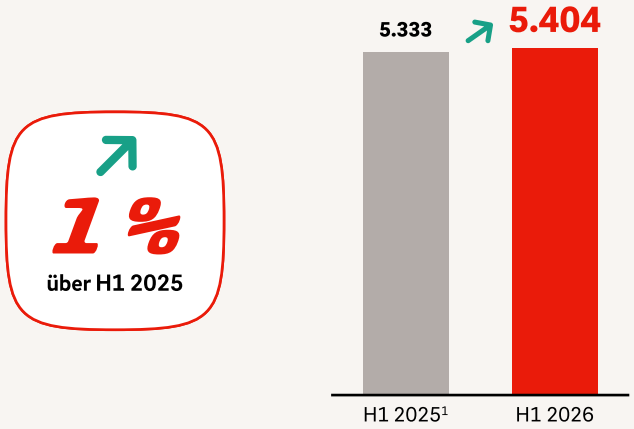
- **Positive Geschäftsentwicklung im ersten Halbjahr 2026**
  Das bereinigte EBITDA des E.ON-Konzerns für das erste Halbjahr 2026 liegt bei 5.404 Mio € und damit 1 Prozent über dem ersten Halbjahr 2025.

- **Bereinigter Konzernüberschuss 5 Prozent über dem ersten Halbjahr 2025**
  Der bereinigte Konzernüberschuss für das erste Halbjahr 2026 beträgt 1.923 Mio €, und das sich daraus ableitende Ergebnis pro Aktie (EPS) liegt bei 0,74 €.

- **Wirtschaftliche Netto-Verschuldung erwartungsgemäß höher als zum Jahresende 2025**
  Die wirtschaftliche Netto-Verschuldung belief sich zum 30. Juni 2026 auf 46,7 Mrd € (31. Dezember 2025: 43,2 Mrd €). Diese Veränderung ist im Wesentlichen auf die Auszahlungen für Investitionen sowie für Dividenden der E.ON SE zurückzuführen. Vor allem der Anstieg der wirtschaftlichen Nettoverschuldung führte gleichzeitig zu einem höheren Nettozinsaufwand und damit zu einer Verschlechterung des operativen Zinsergebnisses.

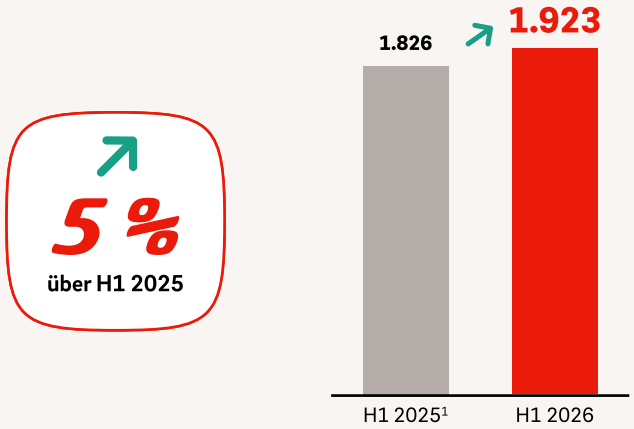
- **Pensionsrückstellungen gesunken**
  Die Pensionsrückstellungen (4,1 Mrd €) sind im ersten Halbjahr 2026 infolge höherer Diskontierungssätze gesunken (Vorjahr: 4,4 Mrd €).

Bereinigtes EBITDA des E.ON-Konzerns (in Mio €)



1 Der Vorjahreswert wurde aufgrund weiterer Bereinigungen der Steuerungsgröße angepasst; weitere Erläuterungen hierzu im Abschnitt „Überleitung bereinigter Ergebnisgrößen".

Bereinigter Konzernüberschuss (in Mio €)



1 Der Vorjahreswert wurde aufgrund weiterer Bereinigungen der Steuerungsgröße angepasst; weitere Erläuterungen hierzu im Abschnitt „Überleitung bereinigter Ergebnisgrößen".

Ertragslage

Außenumsatz

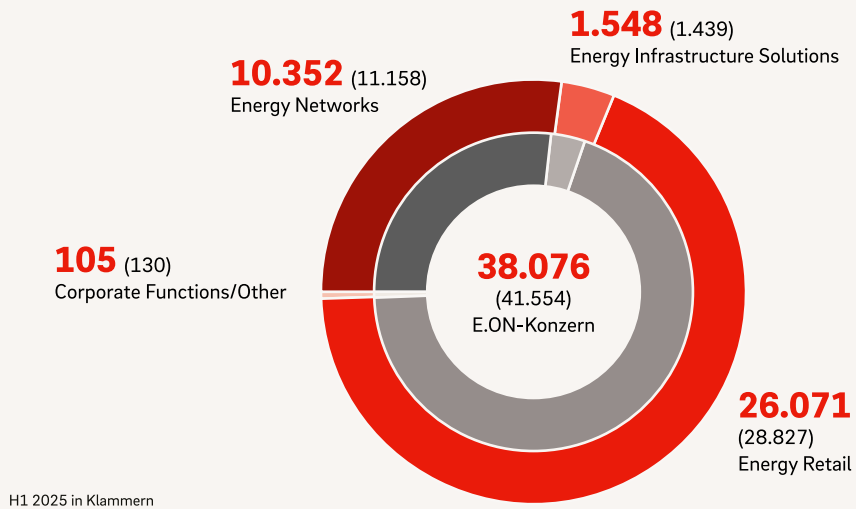
Im ersten Halbjahr 2026 verringerte sich der Umsatz des E.ON-Konzerns um 3,5 Mrd € auf 38,1 Mrd € (Vorjahr: 41,6 Mrd €). Diese Entwicklung resultierte im Wesentlichen aus dem Geschäftsfeld Energy Retail.

Weitere Informationen zur Umsatzentwicklung der Geschäftsfelder erhalten Sie im Kapitel **Segmentinformationen →**.

Außenumsatz

	2. Quartal			1. Halbjahr		
in Mio €	2026	2025	+/- %	2026	2025	+/- %
Energy Networks	4.900	5.292	-7	10.352	11.158	-7
Deutschland	*3.953*	*4.423*	*-11*	*8.259*	*9.244*	*-11*
Schweden	*327*	*304*	*8*	*733*	*652*	*12*
Zentral-Osteuropa	*229*	*196*	*17*	*489*	*419*	*17*
Süd-Osteuropa	*391*	*369*	*6*	*871*	*843*	*3*
Energy Infrastructure Solutions	654	584	12	1.548	1.439	8
Energy Retail	10.646	10.396	2	26.071	28.827	-10
Deutschland	*3.473*	*3.681*	*-6*	*8.677*	*9.760*	*-11*
Großbritannien	*2.911*	*2.955*	*-1*	*7.127*	*7.997*	*-11*
Niederlande	*369*	*403*	*-8*	*1.266*	*1.483*	*-15*
Sonstige	*3.893*	*3.357*	*16*	*9.001*	*9.587*	*-6*
Corporate Functions/Other	53	66	-20	105	130	-19
E.ON-Konzern	**16.253**	**16.338**	**-1**	**38.076**	**41.554**	**-8**

Außenumsatz nach Geschäftsfeldern (in Mio €)



H1 2025 in Klammern

Bereinigtes EBITDA

Das konzernweit einheitliche Steuerungssystem von E.ON gliedert sich in drei Kategorien sogenannter Key Performance Indicators (KPIs): Leading KPIs, Impact KPIs und Insight KPIs. Mit der Fokussierung auf langfristiges, nachhaltiges und wertorientiertes Wachstum sind die Leading KPIs die maßgeblichen Kennzahlen für die interne Steuerung und die Bewertung unserer Geschäftsentwicklung. Sie stellen die bedeutsamsten Leistungsindikatoren gemäß den Anforderungen des DRS 20 dar und sind zudem Eckpfeiler unserer Prognose und strategischen Steuerung. Zu ihnen zählt das bereinigte EBITDA, also das Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen, das um nichtoperative Effekte bereinigt wird. Die Bereinigungen umfassen Netto-Buchgewinne, Effekte im Zusammenhang mit derivativen Finanzinstrumenten, wertneutrale temporäre Effekte im Netzgeschäft sowie das sonstige nichtoperative Ergebnis. Nähere Informationen erhalten Sie auch in der **Textziffer 12→** im Konzernanhang.

Das bereinigte EBITDA des E.ON-Konzerns erhöhte sich im ersten Halbjahr 2026 um 71 Mio € auf 5.404 Mio € (Vorjahr: 5.333 Mio €).

Nähere Informationen zur Entwicklung des bereinigten EBITDA in den Geschäftsfeldern erhalten Sie im Kapitel **Segmentinformationen →**.

Bereinigtes EBITDA

	2. Quartal			1. Halbjahr		
in Mio €	2026	2025	+/- %	2026	2025	+/- %
Energy Networks[1]	1.717	1.682	2	3.808	3.782	1
Deutschland	*1.149*	*1.191*	*-4*	*2.482*	*2.643*	*-6*
Schweden	*201*	*191*	*5*	*464*	*407*	*14*
Zentral-Osteuropa	*192*	*176*	*9*	*400*	*378*	*6*
Süd-Osteuropa	*175*	*123*	*42*	*462*	*353*	*31*
Konsolidierung	*–*	*1*	*-100*	*–*	*1*	*-100*
Energy Infrastructure Solutions	152	122	25	389	326	19
Energy Retail	298	361	-17	1.240	1.294	-4
Deutschland	*130*	*214*	*-39*	*480*	*533*	*-10*
Großbritannien	*109*	*60*	*82*	*397*	*393*	*1*
Niederlande	*-29*	*-10*	*-190*	*83*	*87*	*-5*
Sonstige	*89*	*97*	*-8*	*281*	*281*	*0*
Konsolidierung	*-1*	*–*	*–*	*-1*	*–*	*–*
Corporate Functions/Other	-17	-17	0	-34	-71	52
Konsolidierung	1	4	-75	1	2	-50
E.ON-Konzern[1]	**2.151**	**2.152**	**0**	**5.404**	**5.333**	**1**

1 Der Vorjahreswert wurde aufgrund weiterer Bereinigungen der Steuerungsgröße angepasst; weitere Erläuterungen hierzu im Abschnitt „Überleitung bereinigter Ergebnisgrößen".

Bereinigter Konzernüberschuss

Neben dem bereinigten EBITDA verwenden wir den bereinigten Konzernüberschuss und das Ergebnis je Aktie aus bereinigtem Konzernüberschuss (EPS) als weitere Leading KPIs zur internen Steuerung. Das EPS erlaubt eine ganzheitliche Beurteilung der Ertragslage aus der Perspektive der Anteilseigner der E.ON SE. Es basiert auf dem bereinigten Konzernüberschuss, der in Relation zu dem gewichteten Durchschnitt der im Geschäftsjahr im Umlauf befindlichen Aktien gesetzt wird. Dadurch finden zusätzlich zum operativen Ergebnis Abschreibungen, das Steuer- und Finanzergebnis sowie die Anteile ohne beherrschenden Einfluss Berücksichtigung, die ebenfalls um nichtoperative Effekte bereinigt sind.

Die operativen Abschreibungen sind im Vergleich zum Vorjahr von 1.693 Mio € auf 1.627 Mio € gesunken. Gegenläufig zu den investitionsbedingt höheren Abschreibungen wirkten sich geringere Abschreibungen auf Sachanlagen aus, die aus der regulären Überprüfung und der hieraus resultierenden Neueinschätzung der technischen Nutzungsdauern der Stromnetze in Deutschland resultierten.

Beim operativen Zinsergebnis erhöhte sich der Nettozinsaufwand im Vergleich zum Vorjahreszeitraum von 674 Mio € auf 735 Mio € aufgrund der gestiegenen wirtschaftlichen Netto-Verschuldung und höherer Refinanzierungskosten.

Bereinigter Konzernüberschuss[1]

	2. Quartal			1. Halbjahr		
in Mio €	2026	2025	+/- %	2026	2025	+/- %
Bereinigtes EBITDA	**2.151**	**2.152**	**0**	**5.404**	**5.333**	**1**
Operative Abschreibungen	-834	-861	3	-1.627	-1.693	4
Bereinigtes EBIT	**1.317**	**1.291**	**2**	**3.777**	**3.640**	**4**
Operatives Zinsergebnis	-378	-351	-8	-735	-674	-9
Steuern auf das operative Ergebnis	-235	-236	0	-761	-742	-3
Anteile ohne beherrschenden Einfluss am operativen Ergebnis	-122	-133	8	-358	-398	10
Bereinigter Konzernüberschuss	**582**	**571**	**2**	**1.923**	**1.826**	**5**
Ergebnis je Aktie aus bereinigtem Konzernüberschuss in €	**0,22**	**0,22**	**0**	**0,74**	**0,70**	**6**

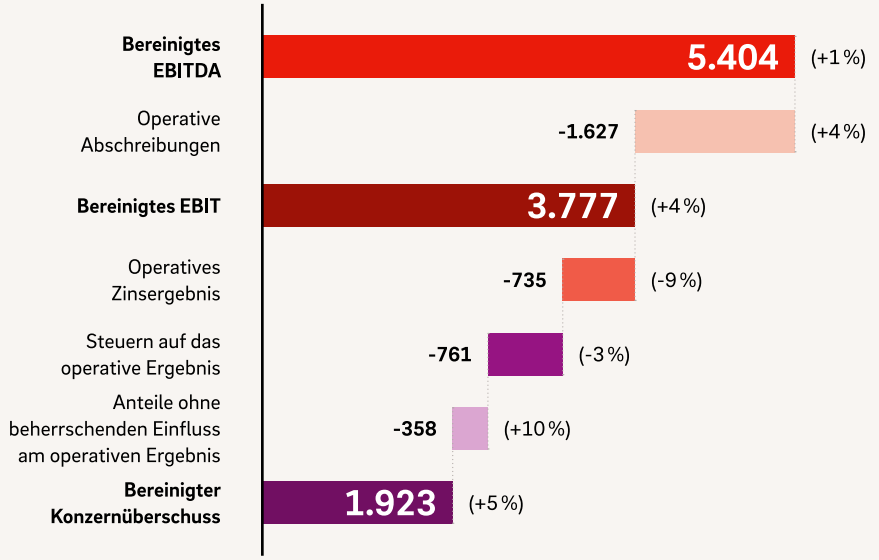
1 Der Vorjahreswert wurde aufgrund weiterer Bereinigungen der Steuerungsgröße angepasst; weitere Erläuterungen hierzu im Abschnitt „Überleitung bereinigter Ergebnisgrößen".

Der operative Steueraufwand für die fortgeführten Aktivitäten wurde im Berichtsjahr auf Basis einer nachhaltigen operativen Steuerquote von 25 Prozent ermittelt (Vorjahr: 25 Prozent). Die nachhaltige operative Steuerquote basiert auf der langfristigen Unternehmensplanung und bildet die Erwartung hinsichtlich der langfristigen Entwicklung des operativen Ertragsteueraufwands ab. Der operative Steueraufwand erhöhte sich aufgrund des gestiegenen operativen Vorsteuerergebnisses von 742 Mio € auf 761 Mio €.

Die Anteile ohne beherrschenden Einfluss am operativen Ergebnis sind im Wesentlichen aufgrund niedrigerer operativer Ergebnisbeiträge einiger Gesellschaften mit Minderheitsanteilen sowie infolge der Entkonsolidierung der NEW-Gruppe von 398 Mio € auf 358 Mio € gesunken.

Der bereinigte Konzernüberschuss verzeichnete einen Anstieg von 97 Mio € auf 1.923 Mio € (Vorjahr: 1.826 Mio €). Auf Basis der ausstehenden E.ON-Aktien ergibt sich ein bereinigtes Ergebnis je Aktie (EPS) von 0,74 € (Vorjahr: 0,70 €).

Bereinigter Konzernüberschuss (in Mio €)



Abweichungen gegenüber dem Vorjahr in Klammern

Überleitung bereinigter Ergebnisgrößen

Das Ergebnis des ersten Halbjahres 2026 umfasst gemäß IFRS auch Ergebnisbestandteile, die nicht in direktem Zusammenhang mit den gewöhnlichen Geschäftstätigkeiten des E.ON-Konzerns stehen oder die einen einmaligen beziehungsweise seltenen Charakter haben. In der internen Steuerung werden diese nichtoperativen Sachverhalte separat betrachtet.

Dazu zählen erstmalig seit dem Geschäftsjahr 2026 auch wertneutrale temporäre Effekte im Netzgeschäft. Diese entstehen aus zeitlichen Abweichungen zwischen zulässigen und tatsächlich erzielten Erlösen, die in späteren Perioden ausgeglichen werden. Der Zeitpunkt des Ausgleichs ergibt sich aus den länderspezifischen regulatorischen Rahmenbedingungen. Die Abweichungen resultieren im Wesentlichen aus volumenbedingten Erlösabweichungen, Kosten für das vorgelagerte Netz und für Redispatch (das gezielte Eingreifen von Netzbetreibern in die Fahrpläne von Kraftwerken und Erzeugungsanlagen, wenn zu viel Strom produziert wird, um die Netze vor Überlastungen zu schützen und ihre Stabilität zu gewährleisten) sowie Netzverlusten. Zusätzlich werden bestimmte Personalzusatzkosten aus Pensionsverpflichtungen in Deutschland berücksichtigt.

Bei der Ermittlung des bereinigten EBITDA werden folgende Positionen berücksichtigt:

Die Netto-Buchgewinne/-verluste resultierten maßgeblich aus der Entkonsolidierung des tschechischen Gasverteilnetzes.

Das Ergebnis aus der Marktbewertung derivativer Finanzinstrumente lag Ende des ersten Halbjahrs 2026 bei 1.214 Mio € (Vorjahr: -1.117 Mio €). Dieser positive Effekt resultierte im Wesentlichen aus höheren Marktwerten aufgrund gestiegener Commodity-Preise.

Die temporären wertneutralen regulatorischen Effekte beliefen sich auf 197 Mio € (Vorjahr: 181 Mio €). Wesentliche Ursachen waren volumenbedingte Erlösabweichungen in Deutschland und Ungarn sowie Netzverluste in Ungarn. Gegenläufig wirkten Effekte aus vorgelagerten Netzkosten, Redispatch und Personalaufwendungen in Deutschland.

Im sonstigen nichtoperativen Ergebnis sind im Wesentlichen Aufwendungen im Zusammenhang mit der Anwendung von IAS 29 innerhalb der Equity-Bewertung bei einer türkischen Beteiligung sowie der Ergebnisbeitrag der PreussenElektra enthalten.

Überleitung von bereinigten Kennzahlen zu IFRS-Kennzahlen

	2. Quartal		1. Halbjahr	
in Mio €	2026	2025	2026	2025
Bereinigtes EBITDA[1]	**2.151**	**2.152**	**5.404**	**5.333**
Netto-Buchgewinne (+)/-verluste (-)	*11*	*7*	*133*	*48*
Effekte im Zusammenhang mit derivativen Finanzinstrumenten	*-336*	*-138*	*1.214*	*-1.117*
Fortschreibung stiller Reserven (+) und Lasten (-) aus der innogy-Transaktion	*-8*	*-9*	*-15*	*-17*
Temporäre wertneutrale regulatorische Effekte	*83*	*136*	*197*	*181*
Sonstiges nichtoperatives Ergebnis	*-104*	*-79*	*-348*	*-261*
Nichtoperative Ergebnisbestandteile des EBITDA	**-354**	**-83**	**1.181**	**-1.166**
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Abschreibungen, Zinsergebnis und Steuern	**1.797**	**2.069**	**6.585**	**4.167**
Ab- und Zuschreibungen	-947	-967	-1.823	-1.924
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Zinsergebnis und Steuern	**850**	**1.102**	**4.762**	**2.243**

1 Der Vorjahreswert wurde aufgrund weiterer Bereinigungen der Steuerungsgröße angepasst; weitere Erläuterungen hierzu im Abschnitt „Überleitung bereinigter Ergebnisgrößen".

Zusätzlich zu den beschriebenen nichtoperativen Ergebnisbestandteilen des EBITDA werden bei der Bereinigung des Konzernüberschusses folgende Positionen berücksichtigt:

Überleitung von bereinigten Kennzahlen zu IFRS-Kennzahlen

	2. Quartal		1. Halbjahr	
in Mio €	2026	2025	2026	2025
Bereinigter Konzernüberschuss[1]	**582**	**571**	**1.923**	**1.826**
Anteile ohne beherrschenden Einfluss am betrieblichen Ergebnis[1]	122	133	358	398
Nichtoperative Ergebnisbestandteile des EBITDA[1]	-354	-83	1.181	-1.166
Abschreibungen auf stille Reserven (-) und Lasten (+) aus der innogy-Transaktion	*-67*	*-91*	*-135*	*-183*
Weitere nichtoperative Ab- und Zuschreibungen sowie Wertberichtigungen	*-47*	*-13*	*-61*	*-47*
Nichtoperativer Zinsaufwand (-)/Zinsertrag (+)	*35*	*-56*	*107*	*73*
Nichtoperative Steuern vom Einkommen und vom Ertrag[1]	*133*	*72*	*-340*	*386*
Nichtoperative Ergebnisbestandteile des Konzernüberschusses[1]	**-300**	**-171**	**752**	**-937**
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	**404**	**533**	**3.033**	**1.287**
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	4	–	4	–
Konzernüberschuss/-fehlbetrag	**408**	**533**	**3.037**	**1.287**

1 Der Vorjahreswert wurde aufgrund weiterer Bereinigungen der Steuerungsgröße angepasst; weitere Erläuterungen hierzu im Abschnitt „Überleitung bereinigter Ergebnisgrößen".

Die Anteile ohne beherrschenden Einfluss am operativen Ergebnis sind im Wesentlichen aufgrund niedrigerer operativer Ergebnisbeiträge einiger Gesellschaften mit Minderheitsanteilen, insbesondere infolge der Entkonsolidierung der NEW-Gruppe, gesunken.

Die nichtoperativen Ergebnisbestandteile des Konzernüberschusses enthalten einen Ertrag aus wertneutralen temporären Effekten im Netzgeschäft. Dieser Ertrag in Höhe von 110 Mio € lag auf Vorjahresniveau (107 Mio €) und ist in den jeweiligen Einzelpositionen in der „Überleitung von bereinigten Kennzahlen zu IFRS-Kennzahlen" enthalten.

Die Abschreibungen auf stille Reserven und Lasten aus der innogy-Transaktion reduzierten sich um 48 Mio €. Wesentliche Gründe hierfür sind die bereits vollständig erfolgten Abschreibungen im Rahmen der Kaufpreisallokationen auf Kundenstämme und Kundenverträge. Darüber hinaus beeinflussen sowohl die verlängerte Nutzungsdauer der Stromnetze im deutschen Netzgeschäft als auch die Entkonsolidierung der NEW-Gruppe das Abschreibungsvolumen.

Die Erhöhung der nichtoperativen Abschreibungen von -47 Mio € auf -61 Mio € resultierte im Wesentlichen aus Wertberichtigungen auf Finanzanlagen.

Der Anstieg des nichtoperativen Zinsergebnisses um 34 Mio € auf einen Ertrag in Höhe von 107 Mio € lag im Wesentlichen an den Zinssatzänderungen der Kernenergierückstellungen sowie an den Veränderungen der zum beizulegenden Zeitwert bilanzierten Wertpapiere. Der positive Effekt aus dem Unterschied zwischen der Nominalverzinsung und der aufgrund der Kaufpreisallokation angepassten Effektivverzinsung ehemaliger innogy-Anleihen in Höhe von 75 Mio € (Vorjahr: 72 Mio €) ist weiterhin Bestandteil des nichtoperativen Zinsergebnisses.

Das nichtoperative Steuerergebnis im Berichtszeitraum ist vor allem durch Steueraufwendungen aus Erträgen im Zusammenhang mit derivativen Finanzinstrumenten beeinflusst. Im Vorjahr führten insbesondere negative Effekte im Zusammenhang mit derivativen Finanzinstrumenten zu Steuererträgen.

Weitere Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung

Die anderen aktivierten Eigenleistungen lagen mit 559 Mio € leicht unter dem Vorjahr (586 Mio €). Sie stehen überwiegend im Zusammenhang mit der Fertigstellung von IT-Projekten wie auch mit Aktivierungen im Netzbereich.

Die sonstigen betrieblichen Erträge betrugen im Berichtszeitraum 9.084 Mio € (Vorjahr: 5.402 Mio €). Die Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten (8.356 Mio €) stiegen um 3.995 Mio € gegenüber dem Vorjahreswert (4.361 Mio €), was insbesondere auf gestiegene Commodity-Preise infolge des Konflikts im Nahen Osten zurückzuführen ist. Die Erträge aus Währungskursdifferenzen (99 Mio €) lagen um 395 Mio € unter dem Vorjahreswert (494 Mio €), bedingt insbesondere durch die Veränderung der Währungskursrelationen von GBP und USD zum Euro.

Korrespondierende Positionen aus Währungskursdifferenzen und derivativen Finanzinstrumenten sind in den sonstigen betrieblichen Aufwendungen enthalten.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen lagen bei 8.677 Mio € und damit nahezu auf Vorjahresniveau (8.620 Mio €). Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten stiegen leicht um 53 Mio € auf 6.007 Mio €, ebenso wie die Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen, die um 71 Mio € auf 244 Mio € anstiegen. Ursache hierfür sind insbesondere die Veränderungen der Währungskursrelationen von GBP und USD zum Euro. Demgegenüber fielen die Wertminderungen finanzieller Vermögensgegenstände um 71 Mio € auf 257 Mio €.

Der Materialaufwand lag mit 28.938 Mio € deutlich unter dem Vorjahreswert (31.493 Mio €). Der Rückgang (-2.555 Mio €) war im Wesentlichen auf geringere Beschaffungskosten aufgrund eines geringeren Absatzvolumens und gesunkene Netzentgelte zurückzuführen. Maßgeblich hierfür waren vor allem geringere Aufwendungen für Netznutzungsentgelte im Strombereich in Deutschland gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern infolge des gewährten Bundeszuschusses zu den Übertragungsnetzentgelten. Daneben führte die Entkonsolidierung der NEW-Gruppe zu einer Verringerung des Materialaufwands gegenüber dem Vorjahr.

Der Personalaufwand lag mit 3.705 Mio € um 237 Mio € über dem Vorjahreswert (3.468 Mio €). Die Veränderung ist im Wesentlichen auf Tarifsteigerungen sowie Restrukturierungsmaßnahmen zurückzuführen.

Die Abschreibungen sind im Vergleich zur Vorjahresperiode von 1.896 Mio € auf 1.765 Mio € gesunken. Dabei wirkten sich, gegenläufig zu den investitionsbedingt höheren Abschreibungen, geringere Abschreibungen auf Sachanlagen infolge der regulären Überprüfung und der hieraus resultierenden Neueinschätzung der technischen Nutzungsdauern der Stromnetze in Deutschland aus.

Das Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen lag mit 83 Mio € über dem Niveau des Vorjahres (28 Mio €). Diese Veränderung ist überwiegend auf die positive operative Geschäftsentwicklung in der Türkei im Vergleich zum Vorjahr zurückzuführen.

Die Steuern vom Einkommen und vom Ertrag beliefen sich im ersten Halbjahr 2026 auf einen Steueraufwand von 1.101 Mio € (Vorjahr: Steueraufwand von 355 Mio €). Dieser beinhaltet insbesondere Steueraufwendungen auf das operative Ergebnis und auf die Marktbewertung von derivativen Finanzinstrumenten im nichtoperativen Ergebnis. Die Steuern des Vorjahres umfassten vor allem Steueraufwendungen auf das operative Ergebnis sowie gegenläufig nichtoperative Steuererträge basierend auf der Marktbewertung von Derivaten.

Finanzlage

Finanzposition

Die wirtschaftliche Netto-Verschuldung erhöhte sich im Vergleich zum 31. Dezember 2025 (43,2 Mrd €) um 3,5 Mrd € auf 46,7 Mrd €.

Die Netto-Finanzposition hat sich gegenüber dem Jahresende 2025 um 4,0 Mrd € von -32,5 Mrd € auf -36,5 Mrd € erhöht. Die Veränderung resultierte im Wesentlichen aus Auszahlungen für Investitionen und Dividendenausschüttungen der E.ON SE. Dies zeigt sich insbesondere in einem weiteren Anstieg der Finanzverbindlichkeiten.

Die Erhöhung der Finanzverbindlichkeiten um 4,4 Mrd € auf 41,7 Mrd € enthält sowohl die im laufenden Geschäftsjahr getätigten Emissionen von Anleihen und Schuldscheindarlehen in Höhe von 4,3 Mrd € als auch die planmäßige Tilgung von Anleihen in Höhe von 1,0 Mrd €.

Rechnungszinssätze

in %	30. Juni 2026	31. Dez. 2025
Deutschland	4,26	4,15
Großbritannien	5,87	5,46

Die Pensionsrückstellungen verringerten sich im ersten Halbjahr 2026 um 0,3 Mrd €. Die gestiegenen Rechnungszinsen hatten eine reduzierende Wirkung auf den Anwartschaftsbarwert. Die Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen sind aufgrund von Inanspruchnahmen und Zinsveränderungen um rund 0,2 Mrd € gesunken.

Wirtschaftliche Netto-Verschuldung

in Mio €	30. Juni 2026	31. Dez. 2025
Liquide Mittel	4.608	4.352
Langfristige Wertpapiere	438	586
Finanzverbindlichkeiten[1]	-41.655	-37.295
Effekte aus Währungssicherung	110	-110
Netto-Finanzposition	**-36.499**	**-32.467**
Pensionsrückstellungen	-4.084	-4.408
Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen	-6.137	-6.361
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung	**-46.720**	**-43.236**

1 Die ehemals von innogy begebenen Anleihen sind mit dem Nominalwert einbezogen. Der Konzernbilanzwert ist um 1,1 Mrd € (31. Dezember 2025: 1,2 Mrd €) höher.

E.ONs Kreditwürdigkeit wird von Standard & Poor's („S&P"), Moody's und Fitch Ratings mit Langfrist-Ratings von BBB+, Baa2 und BBB+ bewertet. Die Langfrist-Ratings sowie der stabile Ausblick wurden von allen drei Ratingagenturen im zweiten Quartal bestätigt. Die Ratingeinstufungen erfolgen jeweils auf Basis der Erwartung, dass E.ON einen für diese Ratings erforderlichen Verschuldungsgrad einhalten wird. Die Kurzfrist-Ratings liegen ebenfalls unverändert bei A-2 (S&P), P-2 (Moody's) und F1 (Fitch Ratings).

Ratings der E.ON SE

	S&P	Moody's	Fitch
Langfristig	BBB+	Baa2	BBB+
Ausblick	Stabil	Stabil	Stabil
Anleihen	BBB+	Baa2	A-
Kurzfristig	A-2	P-2	F1

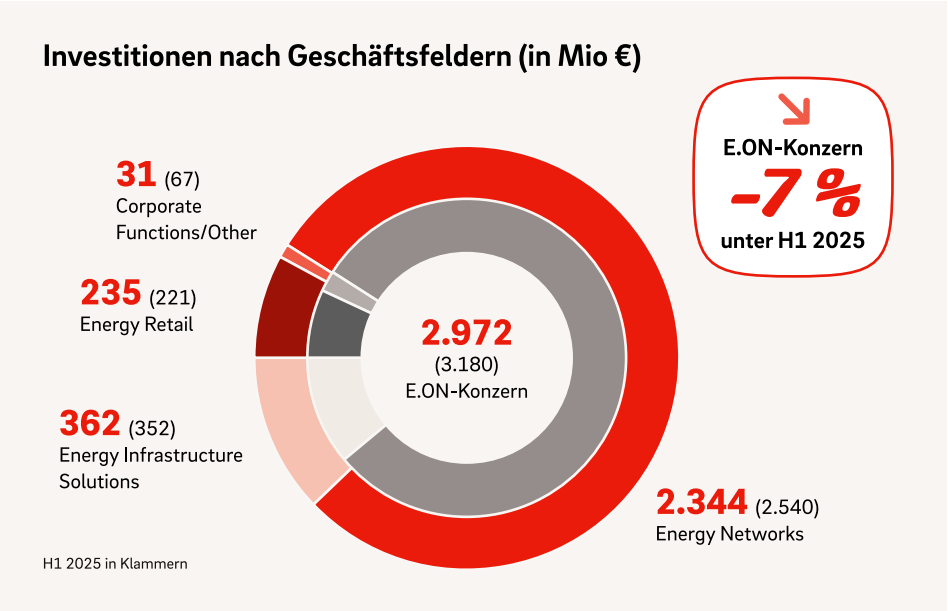
Investitionen

Im ersten Halbjahr 2026 lagen die zahlungswirksamen Investitionen im E.ON-Konzern mit 2.972 Mio € 7 Prozent unter dem Vorjahreswert (3.180 Mio €). Dies ist maßgeblich auf einen Rückgang im Geschäftsfeld Energy Networks zurückzuführen. Auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte entfielen für den E.ON-Konzern 2.768 Mio € (Vorjahr: 2.911 Mio €). Die Investitionen in Beteiligungen betrugen 204 Mio € gegenüber 269 Mio € im Vorjahr.

Weitere Informationen zur Entwicklung der Investitionen in den Geschäftsfeldern erhalten Sie im Kapitel **Segmentinformationen →**.

Investitionen

			1. Halbjahr
in Mio €	2026	2025	+/- %
Energy Networks	2.344	2.540	-8
Energy Infrastructure Solutions	362	352	3
Energy Retail	235	221	6
Corporate Functions/Other	36	69	-48
Konsolidierung	-5	-2	-150
E.ON-Konzern	**2.972**	**3.180**	**-7**



Cashflow

Der operative Cashflow vor Zinsen und Steuern aus fortgeführten Aktivitäten liegt mit 2,7 Mrd € über dem Vorjahreswert (2,2 Mrd €). Dieser Anstieg resultierte im Wesentlichen aus dem Geschäftsfeld Energy Networks (0,4 Mrd €).

Weitere Erläuterungen zum operativen Cashflow vor Zinsen und Steuern der jeweiligen Geschäftsfelder befinden sich in den **Segmentinformationen →**.

Cashflow[1]

	1. Halbjahr	
in Mio €	2026	2025
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	**2.699**	**2.223**
Zinszahlungen	-797	-720
Ertragsteuerzahlungen	-408	-637
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit	**1.494**	**866**
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	**-2.112**	**-2.555**
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	**1.522**	**-1.706**

1 Aus fortgeführten Aktivitäten.

Im operativen Cashflow aus der Geschäftstätigkeit wirkten zusätzlich höhere Zinszahlungen sowie gesunkene Steuerzahlungen. Die gesunkenen Steuerzahlungen sind im Wesentlichen auf periodenfremde Steuererstattungen aus einem abgeschlossenen Rechtsbehelfsverfahren in Deutschland zurückzuführen. Die gestiegenen Zinszahlungen resultierten aus dem Anstieg der Finanzverbindlichkeiten und der Refinanzierung ausgelaufener Anleihen zu höheren Zinssätzen.

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten betrug -2,1 Mrd € gegenüber rund -2,6 Mrd € im Vorjahreszeitraum. Hier enthalten sind zahlungswirksame Investitionen in Höhe von 2.972 Mio € (Vorjahr: 3.180 Mio €), die insbesondere das deutsche Netzgeschäft betrafen. Dem gegenüber stehen höhere Desinvestitionen aus konsolidierten verbundenen Unternehmen (rund 0,3 Mrd €). Zusätzlich wirkten hier höhere Auszahlungen aus Initial Margins, die durch Veränderungen in bilaterale Sicherheitsleistungen und den Verkauf von sonstigen Wertpapieren nicht vollständig kompensiert wurden.

Der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten lag mit 1,5 Mrd € um 3,2 Mrd € über dem Vergleichswert des Vorjahres von -1,7 Mrd €. Der Anstieg resultierte maßgeblich aus einer höheren Nettokapitalaufnahme über Anleihen nach Berücksichtigung von Tilgungen zur Sicherung des Finanzierungsbedarfs. Zusätzlich führte auch der Saldo aus Ein- und Auszahlungen für Variation Margins im zweiten Quartal zur Verbesserung des finanziellen Cashflows.

Vermögenslage

Die Bilanzsumme lag mit 115,4 Mrd € um rund 4,8 Mrd € beziehungsweise 4 Prozent über dem Wert zum Jahresende 2025.

Das langfristige Vermögen stieg um rund 0,3 Mrd € auf 88,7 Mrd €. Dies ist im Wesentlichen verursacht durch den Anstieg in den technischen Anlagen und Maschinen, insbesondere für Strom- und Fernwärmeerzeugung sowie Stromverteilung. Gegenläufig wirkte sich die Entwicklung der übrigen Beteiligungen aus.

Das kurzfristige Vermögen stieg um 4,4 Mrd € von 22,3 Mrd € auf 26,7 Mrd € (20 Prozent). Dies resultierte im Wesentlichen aus dem Anstieg der Forderungen aus derivativen Finanzinstrumenten sowie einem Anstieg der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen. Ein leichter Rückgang bei den sonstigen Ausleihungen wirkte dem entgegen.

Das auf die Anteilseigner der E.ON SE entfallende Eigenkapital beträgt zum 30. Juni 2026 rund 21,2 Mrd €, während auf Anteile ohne beherrschenden Einfluss ein Eigenkapital von rund 6,8 Mrd € entfällt. Die Eigenkapitalquote (einschließlich der Anteile ohne beherrschenden Einfluss) belief sich am 30. Juni 2026 auf 24 Prozent und stieg damit um 1 Prozentpunkt gegenüber dem 31. Dezember 2025.

Konzernbilanzstruktur

in Mio €	30. Juni 2026	%	31. Dez. 2025	%
Langfristige Vermögenswerte	88.695	77	88.407	80
Kurzfristige Vermögenswerte	26.749	23	22.278	20
Aktiva	**115.444**	**100**	**110.685**	**100**
Eigenkapital	27.973	24	25.833	23
Langfristige Schulden	59.505	52	56.768	51
Kurzfristige Schulden	27.966	24	28.084	26
Passiva	**115.444**	**100**	**110.685**	**100**

Der Anstieg der langfristigen Schulden (5 Prozent beziehungsweise rund 2,7 Mrd €) ist im Wesentlichen auf den Anstieg der Finanzverbindlichkeiten zurückzuführen. Hierfür ist vor allem der Saldo aus der Begebung neuer Anleihen sowie der Rückzahlung auslaufender Anleihen auschlaggebend. Dem gegenüber steht ein Rückgang der langfristigen Verbindlichkeiten aus derivativen Finanzinstrumenten.

Die kurzfristigen Schulden (28,0 Mrd €) lagen 0,1 Mrd € (0,5 Prozent) unter dem Stand zum 31. Dezember 2025. Gründe hierfür waren insbesondere der Rückgang der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen. Dem entgegen wirkten die leicht gestiegenen kurzfristigen Verbindlichkeiten aus derivativen Finanzinstrumenten.

Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter

Zum 30. Juni 2026 beschäftigte der E.ON-Konzern 78.322 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter in der Stammbelegschaft. Bei der Ermittlung dieser Kennzahl wurden Teilzeitstellen anteilig berücksichtigt. Im bisherigen Verlauf des Jahres stieg die Anzahl der Beschäftigten leicht um 52 Full-Time Equivalent (FTE).

Im Geschäftsfeld Energienetze erhöhte sich die Anzahl der Beschäftigten leicht. Dies ist hauptsächlich auf Wachstumsaktivitäten sowie die Besetzung von Vakanzen in Deutschland zurückzuführen.

Im Geschäftsfeld Energy Infrastructure Solutions erhöhte sich die Anzahl der Beschäftigten ebenfalls, im Wesentlichen durch die Vollkonsolidierung von zwei Gesellschaften in Polen.

Die Belegschaft im Geschäftsfeld Energy Retail reduzierte sich insbesondere durch Restrukturierungsmaßnahmen in Großbritannien und in Deutschland.

Durch rückläufige Mitarbeiterzahlen bei einer Tochtergesellschaft in den USA sowie durch den Rückbau bei PreussenElektra reduzierte sich die Belegschaft des Bereichs Corporate Functions/Other gegenüber dem Jahresende 2025.

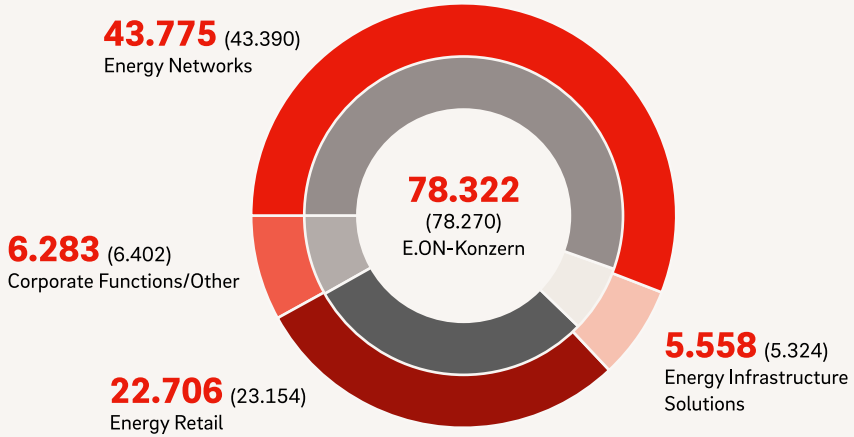
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter – Stammbelegschaft[1]

FTE	30. Juni 2026	31. Dez. 2025	+/- in %
Energy Networks	43.775	43.390	1
Energy Infrastructure Solutions	5.558	5.324	4
Energy Retail	22.706	23.154	-2
Corporate Functions/Other	6.283	6.402	-2
E.ON-Konzern	**78.322**	**78.270**	**0**

1 In der Kennzahl „Stammbelegschaft" sind Auszubildende, Werkstudentinnen und -studenten sowie Praktikantinnen und Praktikanten nicht enthalten; berichtet wird in Kapazität/FTE (Full-Time Equivalent/Vollzeitäquivalent) und nicht in Personen; Rundungsdifferenzen sind möglich.

Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter[1] nach Geschäftsfeldern

Stand 30. Juni 2026



1 FTE (Full-Time Equivalent)
Mitarbeiterzahlen zum 31. Dezember 2025 in Klammern

Prognosebericht

Der Konflikt im Nahen Osten ist Ende Februar 2026 militärisch eskaliert, was zu einer erhöhten Volatilität der Energiepreise an den Großhandelsmärkten führt. Die aktuellen Entwicklungen werden im Hinblick auf ihre Auswirkungen auf den E.ON-Konzern kontinuierlich beobachtet, analysiert und bewertet. Nähere Informationen erhalten Sie im Kapitel **Besondere Ereignisse →**.

E.ON bestätigt die Prognose für das laufende Geschäftsjahr.

Für das bereinigte EBITDA sowie den bereinigten Konzernüberschuss beziehungsweise für das Ergebnis je Aktie aus bereinigtem Konzernüberschuss (EPS) wird weiterhin ein Ergebnis auf Vorjahresniveau erwartet.

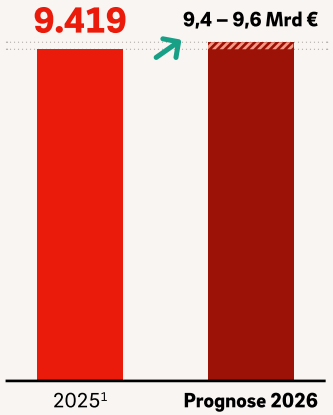
Die Investitionen für das laufende Geschäftsjahr werden unverändert leicht über Vorjahresniveau erwartet. Ausschlaggebend hierfür sind höhere Investitionen für den Ausbau, die Modernisierung und Digitalisierung der Netzinfrastruktur, für Energieinfrastrukturlösungen und intelligente Energieprodukte sowie für moderne IT-Plattformen.

	2025[1]	Prognose 2026	August 2026
Bereinigtes EBITDA (in Mrd €)	**9,4**	**9,4 bis 9,6**	✓
Energy Networks	*7,3*	*7,2 bis 7,4*	✓
Energy Infrastructure Solutions	*0,6*	*0,60 bis 0,75*	✓
Energy Retail	*1,7*	*1,6 bis 1,8*	✓
Corporate Functions/Other	*-0,1*	*–*	✓
Bereinigter Konzernüberschuss (in Mrd €)	**2,7**	**2,7 bis 2,9**	✓
Bereinigter Konzernüberschuss je Aktie (in €)	**1,05**	**1,03 bis 1,11**	✓
Investitionen (in Mrd €)	**8,5**	**-8,7**	✓
Energy Networks	*7,0*	*-7,0*	✓
Energy Infrastructure Solutions	*0,9*	*-1,0*	✓
Energy Retail	*0,5*	*-0,6*	✓
Corporate Functions/Other	*0,1*	*–*	✓

✓ Bestätigung der Prognose 2026

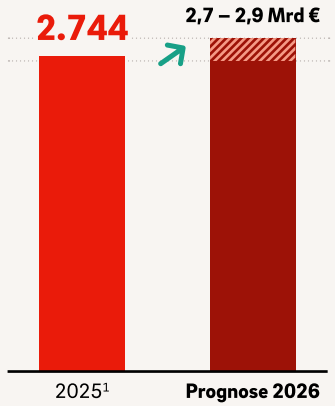
1 Der Vorjahreswert wurde aufgrund weiterer Bereinigungen der Steuerungsgröße angepasst; weitere Erläuterungen hierzu im Abschnitt „Überleitung bereinigter Ergebnisgrößen".

Bereinigtes EBITDA des E.ON-Konzerns (in Mio €)



1 Der Vorjahreswert wurde aufgrund weiterer Bereinigungen der Steuerungsgröße angepasst; weitere Erläuterungen hierzu im Abschnitt „Überleitung bereinigter Ergebnisgrößen".

Bereinigter Konzernüberschuss (in Mio €)



1 Der Vorjahreswert wurde aufgrund weiterer Bereinigungen der Steuerungsgröße angepasst; weitere Erläuterungen hierzu im Abschnitt „Überleitung bereinigter Ergebnisgrößen".

Risiko- und Chancenbericht

Aktuelle Risiko- und Chancensituation

Das Risikomanagementsystem ist im **Geschäftsbericht 2025** ↗ dargestellt; im Folgenden werden die wesentlichen Veränderungen der Risiko- und Chancensituation seitdem erläutert. Zum Jahresbeginn 2026 wurden die Risiko- und Chancenkategorien konsolidiert. Die Kategorien strategische Risiken/Chancen sowie Gesundheit, Arbeits- und Umweltschutz (HSE) sind entfallen. Strategische Risiken und Chancen wurden entsprechend ihrer primären Wirkung den verbleibenden Kategorien zugeordnet; HSE-Risiken und -Chancen werden seit dem ersten Quartal 2026 innerhalb der operativen und IT-Risiken/-Chancen berichtet.

Die Anpassung verbessert die Klarheit und Übersichtlichkeit der Berichterstattung, da Risiken und Chancen nun durchgängig entlang einer einheitlichen Wirkungslogik dargestellt werden. Inhalte, Bewertungen sowie Steuerungsansätze bleiben unverändert; ebenso ergeben sich keine Änderungen der tatsächlichen Risikolage.

Die folgende Tabelle zeigt die maximale jährliche Risiko- und Chancensituation für quantitative Risiken und Chancen (ohne Tail-Risiken/-Chancen) auf Basis des bereinigten EBITDA für alle Risiko- und Chancenkategorien innerhalb des Mittelfristplanungszeitraums. Im Vergleich zum Vorjahresende hat sich die Einstufung der Risiko- und Chancenkategorien verändert.

Rechtliche und regulatorische Risiken liegen weiterhin im wesentlichen Bereich, während die entsprechenden Chancen im Vergleich zum Geschäftsjahresende auf ein mittleres Niveau zurückgegangen sind und auf Basis der zugrundeliegenden Chancen-/Risikosimulation nun knapp unterhalb statt wie zum Geschäftsjahresende noch knapp oberhalb des Wesentlichkeitsschwellenwerts liegen.

Innerhalb der übrigen Risikokategorien haben sich im Berichtszeitraum Veränderungen bei einzelnen Risikotreibern ergeben. Diese führen jedoch zu keiner Abweichung der übergeordneten Kategorieeinstufung, da sich die Effekte innerhalb der zugrundeliegenden Bandbreiten bewegen beziehungsweise teilweise kompensieren. Die nachfolgenden Erläuterungen konkretisieren die wesentlichen Entwicklungen nach Geschäftsfeldern sowie für geschäftsfeldübergreifende Risiken und Chancen.

E.ON nutzt das 5-Prozent- und das 95-Prozent-Quantil, sodass die Planabweichung mit einer Wahrscheinlichkeit von 90 Prozent innerhalb der angegebenen Bandbreite liegt.

Risiko-/Chancenkategorie	Einstufung	
	5-Prozent-Quantil	95-Prozent-Quantil
Marktrisiken/-Chancen: • Commoditypreisrisiken/-chancen (Energiebeschaffung) • Nachfrage-/Volumenschwankungen durch Wettbewerbs-, Wetter- und Konjunktureffekte (Energieabsatz)	**Mittel** 200 – 500 Mio €	**Moderat** 50 – 200 Mio €
Finanz- und Treasury-Risiken/-Chancen: • Finanzierungs-, Zins-[1], Liquiditäts-[1] und Kreditrisiken/-chancen • Wechselkurs- und Steuerrisiken/-chancen	**Wesentlich** 500 – 2.000 Mio €	**Mittel** 200 – 500 Mio €
Rechtliche und regulatorische Risiken/Chancen: • Risiken/Chancen aus regulatorischen Rahmenbedingungen • Risiken/Chancen aus Rechtsstreitigkeiten	**Wesentlich** 500 – 2.000 Mio €	**Mittel** 200 – 500 Mio €
Operative und IT-Risiken/-Chancen: • Betriebs-, Technologie- und Bauprojektrisiken/-chancen • Investitions-, Ergebnis- sowie HSE- und Personalrisiken/-chancen	**Mittel** 200 – 500 Mio €	**Moderat** 50 – 200 Mio €

1 Risiken und Chancen wirken nicht im EBITDA, sondern im Net Income/Other Financials.

Geschäftsfeldübergreifende Risiken und Chancen

Die übergreifenden Risiken und Chancen zeigen im ersten Halbjahr 2026 eine Verringerung gegenüber dem Jahresende 2025. Bei den Finanz- und Treasury-Risiken wirken gesunkene Währungsrisiken entlastend. Außerdem sind die Risiken im Zusammenhang mit den konzernweiten Pensionsrückstellungen, die sich aus Veränderungen der Marktzinssätze sowie aus Änderungen der Inflationsraten ergeben, im ersten Halbjahr zurückgegangen. Der Rückgang des Risikos ist im Wesentlichen auf gestiegene Rechnungszinsen zurückzuführen, was die bewerteten Pensionsverpflichtungen reduzierte. Darüber hinaus wirkte sich eine positive Performance des Planvermögens entlastend auf die Gesamtposition aus.

Aufgrund erhöhter Preisniveaus und anhaltend hoher Volatilität an den Commodity-Märkten infolge der geopolitischen Eskalation im Zusammenhang mit dem Konflikt im Nahen Osten könnten sich erhöhte Liquiditätsanforderungen für Börsensicherheiten ergeben. Gegenläufig wirkt der Rückgang des Finanzierungsrisikos, der auf im ersten Halbjahr 2026 abgeschlossene Finanzierungen sowie einen verkürzten Risikozeitraum zurückzuführen ist.

Energy Networks

Die Risiko- und Chancensituation bleibt im ersten Halbjahr 2026 weitgehend stabil gegenüber dem Jahresende 2025.

Im Vergleich zum Vorjahresende ergibt sich ein Anstieg bei den operativen und IT-Risiken, der auf die Einführung neuer Systeme in der Meter-to-Cash-Prozesskette zurückzuführen ist. Während Umstellungs- und Stabilisierungseffekte die Steuerungsqualität vorübergehend beeinträchtigen und negative Ergebnisabweichungen verursachen können, können verbesserte Prozesse und eine bessere Systemunterstützung mittelfristig zu positiven finanziellen Effekten führen.

Energy Infrastructure Solutions

Die Risiko- und Chancensituation ist im ersten Halbjahr 2026 weitestgehend unverändert gegenüber dem Jahresende 2025.

Energy Retail

Die Risiko- und Chancenposition liegt im ersten Halbjahr 2026 über dem Vorjahresniveau. Aufgrund weiterhin erhöhter Preisniveaus und anhaltend hoher Volatilität infolge der geopolitischen Eskalation im Zusammenhang mit dem Konflikt im Nahen Osten ergeben sich im Vergleich zum Vorjahresende deutlich gestiegene Marktrisiken aus der Commodity-Beschaffung.

Im Zusammenhang mit der geplanten Übernahme von OVO Energy Ltd., deren Vollzug weiterhin unter dem Vorbehalt regulatorischer Genehmigungen und weiterer Abschlussbedingungen steht, ergeben sich potenzielle Risiken und Chancen aus möglichen Abweichungen gegenüber den in der Planung enthaltenen Ergebnisbeiträgen. Diese betreffen insbesondere Finanz- und Treasury-Risiken und -Chancen sowie Marktrisiken und -chancen und beziehen sich auf Margen, Kundenentwicklung, Forderungsausfälle, Beschaffungs- und Absicherungskosten sowie operative Performance. Die tatsächliche Risiko- und Chancenposition hängt von dem Genehmigungsprozess, dem Zeitpunkt des Vollzugs und der künftigen operativen Entwicklung ab.

Bei den rechtlichen und regulatorischen Risiken ergeben sich unter anderem höhere Risiken aus einer möglichen Rückerstattung vereinnahmter Erlöse im Rahmen von Preisdifferenzausgleichs-Mechanismen (Abweichung zwischen dem Verkaufs- und dem Einkaufspreis), da sich in einzelnen nationalen Regulierungsrahmen die Auslegung und Durchsetzung verschärft hat. Darüber hinaus ist die weitere Entwicklung des regulatorischen Rahmens zur Bestimmung von Grundversorgern mit Unsicherheiten verbunden, aus denen sich potenziell zusätzliche rechtliche und wirtschaftliche Auswirkungen ergeben können.

Bei den operativen und IT-Risiken führen die weiterhin hohe Wettbewerbsintensität sowie erhöhte IT-Projektrisiken zu einem Risikoanstieg gegenüber dem Vorjahresende.

Corporate Functions/Other

Die Risiken- und Chancensituation liegt im ersten Halbjahr 2026, verglichen mit dem Jahresende 2025, auf einem höheren Niveau. Bei den Finanz- und Treasury-Risiken und -Chancen ergibt sich ein Anstieg der Kreditrisiken aus der Energiebeschaffung am Großhandelsmarkt aufgrund gestiegener Marktpreise, insbesondere für Erdgas, im Zusammenhang mit dem Konflikt im Nahen Osten (Tail-Risiko/hoch).

Beurteilung der Risiko- und Chancensituation

Auf Basis der aggregierten Risiko- und Chancenbewertung ergibt sich für den E.ON-Konzern gegenüber dem Jahresende 2025 insgesamt keine Veränderung der übergeordneten Risikoeinstufung. Nach Einschätzung des Vorstands bestehen weiterhin keine Risiken, die den Fortbestand des Konzerns oder einzelner Segmente gefährden. Das für das bereinigte EBITDA maßgebliche aggregierte Risiko liegt unverändert in der Größenordnung von 500 Mio € bis 2 Mrd €.



Verkürzter Konzernzwischenabschluss



Ausgewählte Finanzinformationen **41**
Gewinn- und Verlustrechnung 41
Aufstellung der im Eigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen 42
Bilanz 43
Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns 45
Entwicklung des Konzerneigenkapitals 47

Anhang **49**
01 Zusammenfassung der wesentlichen Grundsätze der Rechnungslegung 49
02 Neue Standards, Interpretationen und Änderungen 50
03 Konsolidierungskreis 52
04 Unternehmenserwerbe, Veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten 53
05 Finanzergebnis 54
06 Ergebnis je Aktie 55
07 At equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen 56
08 Eigene Anteile 57
09 Dividenden 58
10 Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen 59
11 Zusätzliche Angaben zu Finanzinstrumenten 60
12 Segmentberichterstattung 63
13 Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen 68
14 Ereignisse nach dem Bilanzstichtag 69

Ausgewählte Finanzinformationen

Gewinn- und Verlustrechnung

Gewinn- und Verlustrechnung

		2. Quartal		1. Halbjahr	
in Mio €	Anhang	2026	2025	2026	2025
Umsatzerlöse einschließlich Strom- und Energiesteuern		16.458	16.450	39.095	42.441
Strom- und Energiesteuern		-205	-112	-1.019	-887
Umsatzerlöse	**12**	**16.253**	**16.338**	**38.076**	**41.554**
Bestandsveränderungen		27	66	39	114
Andere aktivierte Eigenleistungen		301	315	559	586
Sonstige betriebliche Erträge		-640	2.334	9.084	5.402
Materialaufwand		-12.257	-11.423	-28.938	-31.493
Personalaufwand		-1.893	-1.755	-3.705	-3.468
Abschreibungen		-899	-964	-1.765	-1.896
Sonstige betriebliche Aufwendungen		-148	-3.974	-8.677	-8.620
Davon: Wertminderung finanzieller Vermögenswerte		*-74*	*-125*	*-257*	*-327*
Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen	07	109	114	83	28
Beteiligungsergebnis		-3	51	6	36
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Zinsergebnis und Steuern		**850**	**1.102**	**4.762**	**2.243**
Zinsergebnis		-344	-407	-628	-601
Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge	05	*211*	*155*	*549*	*522*
Zinsen und ähnliche Aufwendungen		*-555*	*-562*	*-1.177*	*-1.123*
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag		-102	-162	-1.101	-355
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten		**404**	**533**	**3.033**	**1.287**
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten		4	–	4	–
Konzernüberschuss/-fehlbetrag		**408**	**533**	**3.037**	**1.287**
Anteil der Gesellschafter der E.ON SE		*382*	*440*	*2.612*	*969*
Anteile ohne beherrschenden Einfluss		*26*	*93*	*425*	*318*
in €					
Ergebnis je Aktie (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE) – unverwässert und verwässert[1]	**06**				
aus fortgeführten Aktivitäten		0,14	0,17	1,00	0,37
aus nicht fortgeführten Aktivitäten		–	–	–	–
aus Konzernüberschuss/-fehlbetrag		**0,14**	**0,17**	**1,00**	**0,37**
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt) in Mio Stück		2.614	2.613	2.614	2.613

1 Auf Basis ausstehender Aktien (gewichteter Durchschnitt).

Aufstellung der im Eigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen

Aufstellung der im Eigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen

	2. Quartal		1. Halbjahr	
in Mio €	2026	2025	2026	2025
Konzernüberschuss/-fehlbetrag	**408**	**533**	**3.037**	**1.287**
Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen	483	-68	823	215
Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen at equity bewerteter Unternehmen	2	–	2	-1
Ertragsteuern	-41	6	-152	-146
Posten, die nicht in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliedert werden	**444**	**-62**	**673**	**68**
Cashflow Hedges	-54	-26	-12	-1
Unrealisierte Veränderung – Hedging-Reserve	*-65*	*-129*	*28*	*-130*
Unrealisierte Veränderung – Reserve für Hedging-Kosten	*8*	*-6*	*0*	*-9*
Ergebniswirksame Reklassifizierung	*3*	*109*	*-40*	*138*
Marktbewertung Finanzinstrumente	4	4	-1	3
Unrealisierte Veränderung	*4*	*3*	*-2*	*2*
Ergebniswirksame Reklassifizierung	*0*	*1*	*1*	*1*
Währungsumrechnungsdifferenz	39	-78	-19	72
Unrealisierte Veränderung – Hedging-Reserve/Sonstiges	*42*	*-78*	*-10*	*72*
Unrealisierte Veränderung – Reserve für Hedging-Kosten	*-3*	–	*-1*	–
Ergebniswirksame Reklassifizierung	–	–	*-8*	–
At equity bewertete Unternehmen	54	-105	256	-86
Unrealisierte Veränderung	*54*	*-105*	*256*	*-86*
Ergebniswirksame Reklassifizierung	–	–	–	–
Ertragsteuern	19	-26	4	17
Posten, die anschließend möglicherweise in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliedert werden	**62**	**-231**	**228**	**5**
Summe der direkt im Eigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen (Sonstiges Ergebnis)	**506**	**-293**	**901**	**73**
Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Gesamtergebnis)	**914**	**240**	**3.938**	**1.360**
Anteil der Gesellschafter der E.ON SE	*849*	*165*	*3.453*	*1.035*
Fortgeführte Aktivitäten	*845*	*165*	*3.449*	*1.035*
Nicht fortgeführte Aktivitäten	*4*	–	*4*	–
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	*65*	*75*	*485*	*325*

Bilanz

Bilanz des E.ON-Konzerns – Aktiva

in Mio €	Anhang	30. Juni 2026	31. Dez. 2025
Goodwill	13	16.021	15.978
Immaterielle Vermögenswerte		3.861	3.822
Nutzungsrechte		2.831	2.807
Sachanlagen		49.138	47.909
At equity bewertete Unternehmen	07	7.387	7.361
Sonstige Finanzanlagen	07	3.125	3.388
Beteiligungen		*2.687*	*2.802*
Langfristige Wertpapiere		*438*	*586*
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte		1.100	1.004
Betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte		3.749	4.197
Aktive latente Steuern		1.475	1.933
Laufende Ertragsteuerforderungen		8	8
Langfristige Vermögenswerte		**88.695**	**88.407**
Vorräte		1.503	1.457
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte		697	679
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte		18.681	14.382
Laufende Ertragsteuerforderungen		1.084	1.162
Liquide Mittel		4.608	4.352
Wertpapiere und Festgeldanlagen		*573*	*775*
Liquide Mittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen		*343*	*530*
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente		*3.692*	*3.047*
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	04	176	246
Kurzfristige Vermögenswerte		**26.749**	**22.278**
Summe Aktiva		**115.444**	**110.685**

Bilanz des E.ON-Konzerns – Passiva

in Mio €	Anhang	30. Juni 2026	31. Dez. 2025
Gezeichnetes Kapital		2.641	2.641
Kapitalrücklage		13.311	13.311
Gewinnrücklagen		7.615	5.873
Kumuliertes Sonstiges Ergebnis		-1.354	-1.575
Eigene Anteile	08	-990	-990
Anteil der Gesellschafter der E.ON SE		**21.223**	**19.260**
Anteile ohne beherrschenden Einfluss		**6.750**	**6.573**
Eigenkapital		**27.973**	**25.833**
Finanzverbindlichkeiten		38.549	34.053
Betriebliche Verbindlichkeiten		6.338	7.837
Laufende Ertragsteuerverbindlichkeiten		328	332
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	10	4.084	4.408
Übrige Rückstellungen		7.643	7.927
Passive latente Steuern		2.563	2.211
Langfristige Schulden		**59.505**	**56.768**
Finanzverbindlichkeiten		4.246	4.445
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten		18.580	18.864
Laufende Ertragsteuerverbindlichkeiten		570	670
Übrige Rückstellungen		4.570	4.040
Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden	04	–	65
Kurzfristige Schulden		**27.966**	**28.084**
Summe Passiva		**115.444**	**110.685**

Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns

Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns

	1. Halbjahr	
in Mio €	2026	2025
Konzernüberschuss/-fehlbetrag	**3.037**	**1.287**
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-4	–
Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	1.765	1.896
Veränderung der Rückstellungen	282	-23
Veränderung der latenten Steuern	696	-189
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen und Erträge	787	526
Ergebnis aus dem Abgang von immateriellen Vermögenswerten, Sachanlagen, Beteiligungen und Wertpapieren (> 3 Monate)	-151	-74
Veränderungen von Posten der betrieblichen Vermögenswerte, Verbindlichkeiten und Ertragsteuern	-4.918	-2.563
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten (operativer Cashflow)	**1.494**	**860**
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	–	–
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit	**1.494**	**860**
Einzahlungen aus dem Abgang von immateriellen Vermögenswerten und Sachanlagen	62	70
Einzahlungen aus dem Abgang von Beteiligungen sowie Ausleihungen	436	134
Auszahlungen für Investitionen in immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	-2.768	-2.911
Auszahlungen für Investitionen in Beteiligungen sowie Ausleihungen	-204	-269
Veränderungen der Wertpapiere und Festgeldanlagen	178	566
Veränderung der liquiden Mittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	184	-139

Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns

	1. Halbjahr	
in Mio €	2026	2025
Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	**-2.112**	**-2.549**
Cashflow aus der Investitionstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	–	–
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	**-2.112**	**-2.549**
Ein-/Auszahlungen aus Kapitalveränderungen	-2	-11
Gezahlte Dividenden an die Gesellschafter der E.ON SE	-1.490	-1.437
Gezahlte Dividenden an Anteile ohne beherrschenden Einfluss	-258	-275
Veränderung der Finanzverbindlichkeiten	3.272	17
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	**1.522**	**-1.706**
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	–	–
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	**1.522**	**-1.706**
Liquiditätswirksame Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	**904**	**-3.395**
Wechselkursbedingte Wertänderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	-10	-28
Konsolidierungskreisbedingte Veränderungen des Zahlungsmittelfonds	1	–
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Periodenanfang[1, 2]	2.797	5.762
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente nicht fortgeführter Aktivitäten zum Periodenanfang	–	–
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Periodenende	**3.692**	**2.339**
Abzüglich: Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente nicht fortgeführter Aktivitäten zum Periodenende	**–**	**–**
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente fortgeführter Aktivitäten zum Periodenende[3]	**3.692**	**2.339**

1 Die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente fortgeführter Aktivitäten zum Periodenanfang des Vorjahres umfassen noch die Bestände des seit dem 3. Quartal 2024 als Abgangsgruppe ausgewiesenen rumänischen Vertriebsgeschäfts in Höhe von 10 Mio €.

2 Die Erstanwendung der Amendments to the Classification and Measurement of Financial Instruments führt, gemäß IFRS 9.7.2.48, zu einer Korrektur des Anfangsbestands von rund 250 Mio €.

3 Die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente fortgeführter Aktivitäten zum Periodenende des Vorjahres umfassen noch die Bestände des seit dem 3. Quartal 2024 als Abgangsgruppe ausgewiesenen rumänischen Vertriebsgeschäfts in Höhe von 11 Mio €.

Entwicklung des Konzerneigenkapitals

Entwicklung des Konzerneigenkapitals

in Mio €				Veränderung Sonstiges Ergebnis								
				Währungsumrechnungsdifferenz			Cashflow Hedges					
	Gezeichnetes Kapital	Kapitalrücklage	Gewinnrücklagen	Hedging-Reserve/ Sonstiges	Reserve für Hedging-Kosten	Marktbewertung Finanzinstrumente	Hedging-Reserve	Reserve für Hedging-Kosten	Eigene Anteile	Anteile der Gesellschafter der E.ON SE	Anteile ohne beherrschenden Einfluss	Summe
Stand zum 1. Januar 2025	**2.641**	**13.316**	**4.751**	**-1.565**	**0**	**11**	**-331**	**32**	**-1.014**	**17.841**	**6.325**	**24.166**
Veränderung Konsolidierungskreis			1							1	6	7
Dividenden			-1.437							-1.437	-282	-1.719
Anteilserhöhung/-minderung			-7							-7	-4	-11
Saldo Zu-/Abgänge aus der Umgliederung im Zusammenhang mit IAS 32											20	20
Gesamtergebnis			1.030	-19	–	2	31	-9		1.035	325	1.360
Konzernüberschuss/-fehlbetrag			*969*							*969*	*318*	*1.287*
Sonstiges Ergebnis			*61*	*-19*	*–*	*2*	*31*	*-9*		*66*	*7*	*73*
Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen			*61*							*61*	*7*	*68*
Veränderung kumuliertes Sonstiges Ergebnis				*-19*	*–*	*2*	*31*	*-9*		*5*	*–*	*5*
Stand zum 30. Juni 2025	**2.641**	**13.316**	**4.338**	**-1.584**	**0**	**13**	**-300**	**23**	**-1.014**	**17.433**	**6.390**	**23.823**

Entwicklung des Konzerneigenkapitals

in Mio €				Veränderung Sonstiges Ergebnis								
				Währungsumrechnungsdifferenz			Cashflow Hedges					
	Gezeichnetes Kapital	Kapitalrücklage	Gewinnrücklagen	Hedging-Reserve/ Sonstiges	Reserve für Hedging-Kosten	Marktbewertung Finanzinstrumente	Hedging-Reserve	Reserve für Hedging-Kosten	Eigene Anteile	Anteile der Gesellschafter der E.ON SE	Anteile ohne beherrschenden Einfluss	Summe
Stand zum 1. Januar 2026	**2.641**	**13.311**	**5.873**	**-1.307**	**0**	**15**	**-299**	**16**	**-990**	**19.260**	**6.573**	**25.833**
Veränderung Konsolidierungskreis												
Dividenden			-1.490							-1.490	-309	-1.799
Anteilserhöhung/-minderung											1	1
Saldo Zu-/Abgänge aus der Umgliederung im Zusammenhang mit IAS 32												
Gesamtergebnis			3.232	268	-1	1	-47			3.453	485	3.938
Konzernüberschuss/-fehlbetrag			*2.612*							*2.612*	*425*	*3.037*
Sonstiges Ergebnis			*620*	*268*	*-1*	*1*	*-47*			*841*	*60*	*901*
Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen			*620*							*620*	*53*	*673*
Veränderung kumuliertes Sonstiges Ergebnis				*268*	*-1*	*1*	*-47*			*221*	*7*	*228*
Stand zum 30. Juni 2026	**2.641**	**13.311**	**7.615**	**-1.039**	**-1**	**16**	**-346**	**16**	**-990**	**21.223**	**6.750**	**27.973**

Anhang

01 Zusammenfassung der wesentlichen Grundsätze der Rechnungslegung

Der verkürzte konsolidierte Zwischenabschluss der E.ON SE, Essen, und ihrer Tochterunternehmen (E.ON-Konzern) zum 30. Juni 2026 wird nach den International Financial Reporting Standards (IFRS) und den Interpretationen des IFRS Interpretations Committee (IFRS IC) aufgestellt, wie sie in der Europäischen Union (EU) anzuwenden sind. Er ist Bestandteil des Zwischenberichts, der gemäß § 115 WpHG einen verkürzten Zwischenabschluss, einen Zwischenlagebericht und eine Versicherung der gesetzlichen Vertreter umfasst. Der Vorstand der E.ON SE hat den verkürzten Zwischenabschluss zum 30. Juni 2026 am 10. August 2026 zur Veröffentlichung freigegeben.

Dieser verkürzte Zwischenabschluss ist in Übereinstimmung mit IAS 34 erstellt worden und enthält einen gegenüber dem Konzernabschluss verkürzten Berichtsumfang. Weitere Informationen – auch zum Risikomanagementsystem – enthält der Konzernabschluss zum 31. Dezember 2025, der die Grundlage für den vorliegenden verkürzten Zwischenabschluss darstellt.

Im vorliegenden verkürzten Zwischenabschluss werden – mit Ausnahme der in **Textziffer 02 →** erläuterten Änderungen – dieselben Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden sowie Konsolidierungsgrundsätze wie bei der Erstellung des Konzernabschlusses für das Geschäftsjahr 2025 angewendet.

Schätzungen und Ermessensentscheidungen können Auswirkungen auf die Höhe der bilanzierten Vermögenswerte und Schulden, die Angaben zu Eventualforderungen und -verbindlichkeiten am Stichtag sowie auf die ausgewiesenen Erträge und Aufwendungen für die Berichtsperiode haben. Insbesondere aufgrund der erheblichen Volumen- und Preisvolatilitäten an den Energiemärkten (auch infolge der geopolitischen Spannungen) unterliegen diese Schätzungen und Ermessensentscheidungen einer erhöhten Unsicherheit. Die sich tatsächlich einstellenden Beträge können von den Schätzungen und Ermessensentscheidungen abweichen; Veränderungen können einen wesentlichen Einfluss auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage haben. Bei der Aktualisierung der Schätzungen und Ermessensentscheidungen zum Stichtag wurden alle verfügbaren Informationen zu den voraussichtlich erwarteten wirtschaftlichen Entwicklungen und länderspezifischen staatlichen Maßnahmen berücksichtigt. Für den Krieg in der Ukraine ist es schwierig, die Dauer und das Ausmaß der Auswirkungen auf Vermögenswerte, Schulden, Ertragslage und Cashflows vorherzusagen.

Im Rahmen der regulären Überprüfung der Nutzungsdauern von Sachanlagen erfolgte eine Neueinschätzung für die Stromnetze in Deutschland aufgrund technischer Entwicklungen, insbesondere im Bereich der Digitalisierung und der Überwachung von Belastungsindikatoren. Die hieraus resultierende höhere Nutzungsdauer der technischen Anlagen und Maschinen der Stromnetz-Infrastruktur führte im ersten Halbjahr 2026 zu geringeren Abschreibungen in Höhe von rund 0,2 Mrd €.

Ergänzende Angaben zum Abschluss befinden sich im Zwischenlagebericht.

02 Neue Standards, Interpretationen und Änderungen

Im Berichtszeitraum erstmals anzuwendende Standards, Interpretationen und Änderungen

Die folgenden neu anzuwendenden Standards und deren Interpretationen haben keine wesentlichen Auswirkungen auf den E.ON-Konzernzwischenabschluss zum 30. Juni 2026:

- Jährliche Verbesserungen an den IFRS – Band 11
- Änderung an IFRS 7 und 9 „Klassifizierung und Bewertung von Finanzinstrumenten“
- Änderung an IFRS 7 und 9 „Verträge, die sich auf naturabhängigen Strom beziehen“

Weitere Informationen hierzu sind der **Textziffer 02 →** des Konzernabschlusses zum 31. Dezember 2025 zu entnehmen.

Veröffentlichte, aber noch nicht anzuwendende Standards, Interpretationen und Änderungen mit wesentlicher Auswirkung für E.ON

Das IASB und das IFRS IC haben weitere Standards und Interpretationen verabschiedet. Einen wesentlichen Einfluss auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des E.ON-Konzerns haben davon nur IFRS 18 „Darstellung und Angaben im Abschluss“ und IFRS 20 „Regulatorische Vermögenswerte und regulatorische Schulden“.

Eine Erläuterung des IFRS 18 ist der **Textziffer 02 →** des Konzernabschlusses zum 31. Dezember 2025 zu entnehmen. E.ON wendet die Regelungen des IFRS 18 noch nicht an, da ihre Anwendung erst ab 1. Januar 2027 verpflichtend ist.

Die voraussichtlichen wesentlichen Auswirkungen auf die Darstellung des Abschlusses aus der Erstanwendung von IFRS 18 betreffen derzeit vor allem:

- Änderungen in der Kapitalflussrechnung: Neuer Ausgangspunkt bei der indirekten Ermittlung des operativen Cashflows ist künftig der „Operating Profit“. Darüber hinaus entfallen bisher bestehende Ausweiswahlrechte. Dadurch ergeben sich Änderungen bei den erhaltenen Dividenden und Zinsen, die bislang im operativen Cashflow ausgewiesen wurden und künftig dem Cashflow aus Investitionstätigkeit zugeordnet werden, sowie bei den gezahlten Zinsen, die bislang im operativen Cashflow ausgewiesen wurden und künftig dem Cashflow aus Finanzierungstätigkeit zugeordnet werden. Erwartungsgemäß wird der operative Cashflow des E.ON-Konzerns in der Folge leicht ansteigen. Die Summe der drei Cashfllows bleibt von den Neuregelungen unberührt.
- Für Effekte aus konzerninternen Finanzierungssachverhalten wurde vorläufig entschieden, dass künftig eine Zuordnung zur Operating-Kategorie sachgerecht ist. IFRS IC hatte ein Wahlrecht eingeräumt, dass Effekte entweder der Operating-Kategorie zugeordnet werden können oder jeweils aus der Sicht der Einzelgesellschaft klassifiziert werden können, bei der die Effekte entstehen. Die sich hieraus ergebenden Auswirkungen auf die Darstellung der Gewinn und Verlustrechnung sowie der Kapitalflussrechnung werden derzeit noch analysiert.
- Im Zusammenhang mit den neuen Vorschriften zu sogenannten Management-defined Performance Measures (MPMs) werden die extern kommunizierten Leistungskennzahlen des Konzerns analysiert. Nach derzeitigem Stand wurden insbesondere Adjusted EBITDA sowie Adjusted Net Income als potenzielle MPMs im Sinne des IFRS 18 identifiziert. Darüber hinaus werden die Definitionen und die Ermittlung dieser Kennzahlen einschließlich der Überleitung auf IFRS-Größen im Hinblick auf die neuen Angabepflichten überprüft. Nach aktuellem Stand werden keine wesentlichen Änderungen der bestehenden Steuerungskennzahlen erwartet.
- Detailliertere Vorschriften für die Aggregation und Disaggregation sowie für die Bezeichnung und Strukturierung von Posten in den primären Abschlussbestandteilen und im Anhang. Hieraus können sich Erweiterungen bestehender Angabepflichten und Anpassungen der bisherigen Darstellung einzelner Posten ergeben.

Ebenso wendet E.ON die Regelungen des IFRS 20 noch nicht an, da die Übernahme in europäisches Recht via Endorsement noch nicht erfolgt ist und auch das IASB eine verpflichtende Anwendung erst ab 1. Januar 2029 vorsieht. E.ON plant keine vorzeitige Anwendung. Wesentliche Aussagen zum IFRS 20 sind:

- Der neue Standard betrifft ausschließlich Unternehmen, die einer bestimmten Form der Preisregulierung unterliegen.
- IFRS 20 verpflichtet betroffene Unternehmen künftig, zeitliche Differenzen zwischen Leistungserbringung und Entgelterhebung als regulatorische Aktiv- bzw. Passivposten im Abschluss zu berücksichtigen und korrespondierend regulatorische Erträge und Aufwendungen in der Gewinn- und Verlustrechnung bzw. im OCI zu erfassen. Ziel ist es, Investoren vollständigere und vergleichbarere Informationen über die Auswirkungen der Preisregulierung auf Vermögens-, Finanz- und Ertragslage sowie künftige Cashflows zu geben.

- Da der Standard erst am 27. Mai 2026 veröffentlicht wurde, befindet sich E.ON noch in der initialen Analyse der konkreten Auswirkungen. Wir gehen indes davon aus, dass wir mit Teilen unseres Geschäfts, insbesondere mit dem Netzgeschäft, im Anwendungsbereich von IFRS 20 sind. Das Energy Retail- und EIS-Geschäft ist hingegen weitgehend nicht betroffen von den neuen Regeln.

- Der Umfang der Betroffenheit richtet sich unter anderem danach, ob eine direkte Beziehung zwischen der regulatorischen Kapitalbasis und den korrespondierenden Vermögenswerten nach IFRS besteht. Die diesbezügliche Analyse ist gestartet und berücksichtigt dabei die verschiedenen Regulierungsregime in den unterschiedlichen Ländern, in denen E.ON tätig ist, ebenso wie die zugrunde liegenden diversen Geschäftsaktivitäten.

- Vor allem Bilanz und Gewinn- und Verlustrechnung werden unter IFRS 20 um regulatorische Posten erweitert.

- Der Implementierungsaufwand von IFRS 20 wird unseres Erachtens als erheblich eingeschätzt, sowohl prozessual als auch systemseitig.

03 Konsolidierungskreis

Der Konsolidierungskreis stellt sich wie folgt dar:

Konsolidierungskreis

	Inland	Ausland	Summe
Konsolidierte Unternehmen zum 31. Dezember 2025	**164**	**140**	**304**
Zugänge	0	3	3
Abgänge/Verschmelzungen	4	7	11
Konsolidierte Unternehmen zum 30. Juni 2026	**160**	**136**	**296**

Zum 30. Juni 2026 wurden 54 inländische und 7 ausländische Unternehmen nach der Equity-Methode bewertet (31. Dezember 2025: 54 beziehungsweise 7) und ein Unternehmen als gemeinschaftliche Tätigkeit anteilig dargestellt (31. Dezember 2025: 1).

04 Unternehmenserwerbe, Veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten

Veräußerung des Gasverteilnetzes in der Tschechischen Republik vollzogen

E.ON hatte im September 2025 eine Vereinbarung mit GasNet, s.r.o (ein Unternehmen der ČEZ-Gruppe) zum Verkauf ihrer 100-prozentigen Beteiligung an der Gas Distribution s.r.o geschlossen. Die Gesellschaft war Teil des Segments Energy Networks Zentral-Osteuropa. Am 15. Januar 2026 wurde die Transaktion vollzogen.

Die im sonstigen Ergebnis (OCI) erfassten kumulierten Erträge in Verbindung mit der Veräußerungsgruppe beliefen sich auf 8 Mio €. Die im Vorjahr als zur Veräußerung gehalten klassifizierte Veräußerungsgruppe wurde aus der Konzernbilanz ausgebucht und es resultierte ein Veräußerungserfolg im niedrigen dreistelligen Millionen-Euro-Bereich. Entkonsolidierungsergebnisse werden grundsätzlich dem sonstigen betrieblichen Ergebnis zugeordnet.

Vereinbarung zur Übernahme der Anteile der Ovo Energy Ltd.

Im Mai 2026 hat E.ON UK eine Vereinbarung mit der Ovo Group Ltd. getroffen, wonach E.ON 100 Prozent der Anteile an Ovo Energy Ltd. übernehmen wird. Ovo Energy Ltd. ist ein Energieversorger für Privatkunden im Vereinigten Königreich. Gemeinsam mit E.ON Next, dem britischen Vertriebsgeschäft von E.ON, wird die geplante Übernahme von Ovo Energy Ltd. die Position von E.ON im britischen Energiemarkt stärken. E.ON betreut derzeit rund 5,6 Millionen Kunden im Vereinigten Königreich, wobei Ovo Energy Ltd. voraussichtlich etwa weitere vier Millionen hinzufügt. Die geplante Übernahme steht unter dem Vorbehalt der Genehmigung durch die zuständigen Behörden. Der Abschluss der Transaktion wird für die zweite Hälfte des Jahres 2026 erwartet.

Vereinbarung über Anteile an der PSI Software SE

Im Juli 2026 hat E.ON eine Vereinbarung mit Warburg Pincus LLC über E.ONs bisher als sonstige Beteiligung ausgewiesenen Anteil an der PSI Software SE geschlossen. Im Rahmen eines freiwilligen Übernahmeangebots übernimmt Warburg Pincus LLC die Mehrheit der ausstehenden Anteile an der PSI Software SE; die Beteiligung wird zum 30. Juni 2026 mit einem Buchwert von 125 Mio € als zur Veräußerung gehalten gemäß IFRS 5 ausgewiesen. Sie wurde dem Segment Corporate Functions zugeordnet. Weitere Informationen zur Transaktion werden in **Textziffer 14 →** beschrieben.

05 Finanzergebnis

Das Finanzergebnis setzt sich wie folgt zusammen:

Finanzergebnis

	2. Quartal		1. Halbjahr	
in Mio €	2026	2025	2026	2025
Erträge aus Beteiligungen	45	55	67	65
Aufwendungen aus Beteiligungen	–	–	-3	–
Wertberichtigungen/Zuschreibungen auf sonstige Finanzanlagen	-48	-4	-58	-29
Beteiligungsergebnis	**-3**	**51**	**6**	**36**
Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge	211	155	549	522
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-555	-562	-1.177	-1.123
Zinsergebnis	**-344**	**-407**	**-628**	**-601**
Finanzergebnis	**-347**	**-356**	**-622**	**-565**

Im Finanzergebnis ist der Nettozinsaufwand im Vergleich zum Vorjahr gestiegen. Dies liegt im Wesentlichen an der gestiegenen wirtschaftlichen Nettoverschuldung sowie höheren Refinanzierungskosten. Gegenläufig wirken positive Effekte aus Zinssatzänderungen und der Bewertung von Wertpapieren zum beizulegenden Zeitwert.

In der Berichtsperiode führten höhere Wertberichtigungen von Finanzanlagen zu einem geringeren Beteiligungsergebnis.

06 Ergebnis je Aktie

Das Ergebnis je Aktie (EPS) errechnet sich wie folgt:

Ergebnis je Aktie

	2. Quartal		1. Halbjahr	
in Mio €	2026	2025	2026	2025
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	404	533	3.033	1.287
Abzüglich: Anteile ohne beherrschenden Einfluss	-26	-93	-425	-318
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)	**378**	**440**	**2.608**	**969**
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	4	–	4	–
Abzüglich: Anteile ohne beherrschenden Einfluss	–	–	–	–
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)	**4**	**0**	**4**	**0**
Konzernüberschuss/-fehlbetrag der Gesellschafter der E.ON SE	**382**	**440**	**2.612**	**969**
in €				
Ergebnis je Aktie (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)				
aus fortgeführten Aktivitäten	0,14	0,17	1,00	0,37
aus nicht fortgeführten Aktivitäten	–	–	–	–
aus Konzernüberschuss/-fehlbetrag	**0,14**	**0,17**	**1,00**	**0,37**
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt) in Mio Stück	2.614	2.613	2.614	2.613

Die Ermittlung des verwässerten Ergebnisses je Aktie entspricht der Ermittlung des Basis-Ergebnisses je Aktie, da die E.ON SE keine potenziell verwässernden Stammaktien ausgegeben hat.

07 At equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen

Die at equity bewerteten Unternehmen und sonstigen Finanzanlagen setzen sich wie folgt zusammen:

At equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen

	30. Juni 2026			31. Dezember 2025		
in Mio €	E.ON-Konzern	Assoziierte Unternehmen[1]	Joint Ventures[1]	E.ON-Konzern	Assoziierte Unternehmen[1]	Joint Ventures[1]
At equity bewertete Unternehmen	7.387	2.858	4.529	7.361	2.841	4.520
Beteiligungen	2.687	833	332	2.802	863	343
Langfristige Wertpapiere	438	–	–	586	–	–
Summe	**10.512**	**3.691**	**4.861**	**10.749**	**3.704**	**4.863**

1 Soweit assoziierte Unternehmen und Joint Ventures als Beteiligungen ausgewiesen werden, handelt es sich um assoziierte Unternehmen und Joint Ventures, die aus Wesentlichkeitsgründen at cost bilanziert werden.

Das Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen in Höhe von 83 Mio € beinhaltet Wertberichtigungen in Höhe von 226 Mio € (Vorjahr: 225 Mio €), Wertaufholungen wurden nicht erfasst (Vorjahr: 0 Mio €). Die Wertberichtigungen entfallen im Wesentlichen auf Beteiligungen in der Türkei.

Seit April 2022 ist die Türkei als Hochinflationsland eingestuft. Somit wurden seit dem zweiten Quartal 2022 für zwei türkische Beteiligungsunternehmen, die nach der Equity-Methode (Joint Ventures) in den E.ON-Konzern einbezogen werden, erstmals die auf Basis historischer Anschaffungs- und Herstellungskosten aufgestellten Abschlüsse gemäß IAS 29 angepasst.

Die Anpassung gemäß IAS 29 erfolgt auf Basis des vom Turkish Statistical Institute veröffentlichten Konsumentenpreisindexes zum 30. Juni 2026 in Höhe von 4.137,93 Indexpunkten (31. Dezember 2025: 3.513,87).

08 Eigene Anteile

Gemäß Beschluss der Hauptversammlung vom 16. Mai 2024 wird der Vorstand bis zum 15. Mai 2029 ermächtigt, eigene Aktien zu erwerben. Auf die erworbenen Aktien dürfen zusammen mit anderen eigenen Aktien, die sich im Besitz der Gesellschaft befinden oder ihr nach den §§ 71a ff. AktG zuzurechnen sind, zu keinem Zeitpunkt mehr als 10 Prozent des Grundkapitals entfallen. Der Vorstand wurde auf der oben genannten Hauptversammlung ermächtigt, erworbene Aktien einzuziehen, ohne dass die Einziehung oder ihre Durchführung eines weiteren Hauptversammlungsbeschlusses bedarf. Die Gesamtzahl der im Umlauf befindlichen Aktien zum 30. Juni 2026 betrug 2.614.284.446 (31. Dezember 2025: 2.614.284.446).

Im Bestand der E.ON SE befanden sich zum 30. Juni 2026 27.034.354 eigene Aktien (31. Dezember 2025: 27.034.354) mit einem Konzernbuchwert von 991 Mio € (entsprechend rund 1,02 Prozent beziehungsweise einem rechnerischen Anteil von 27.034.354 € des Grundkapitals).

Der Vorstand wurde durch die Hauptversammlung vom 16. Mai 2024 weiterhin ermächtigt, Aktien auch unter Einsatz von Derivaten (Put- oder Call-Optionen oder einer Kombination hiervon) zu erwerben. Erfolgt der Erwerb unter Einsatz von Derivaten in Form von Put- oder Call-Optionen oder einer Kombination aus beiden, müssen die Derivategeschäfte mit einem Kredit- oder Wertpapierinstitut oder einem nach § 53 Abs. 1 Satz 1 oder § 53b Abs. 1 Satz 1 oder Abs. 7 KWG tätigen Unternehmen oder mit einem Konsortium solcher Institute beziehungsweise Unternehmen oder über die Börse zu marktnahen Konditionen abgeschlossen werden. Im Berichtszeitraum wurden über dieses Modell keine Aktien erworben.

09 Dividenden

Auf der Basis des Beschlusses der Hauptversammlung vom 23. April 2026 wurde im zweiten Quartal 2026 eine Dividende von 0,57 € (2025: 0,55 €) je dividendenberechtigte Stückaktie an die Gesellschafter der E.ON SE ausgeschüttet. Dies entspricht einer Dividendensumme von 1.490 Mio € (2025: 1.437 Mio €).

10 Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

Gegenüber dem Jahresende 2025 verminderten sich die Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen insbesondere infolge gestiegener Rechnungszinssätze sowie einer positiven Wertentwicklung des Planvermögens.

Für die Berechnung der Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen wurden in Deutschland und Großbritannien die nachfolgenden Rechnungszinssätze zugrunde gelegt:

Rechnungszinssätze

in %	30. Juni 2026	31. Dez. 2025
Deutschland	4,26	4,15
Großbritannien	5,87	5,46

Die Netto-Verbindlichkeit aus leistungsorientierten Versorgungsplänen, die sich als Differenz zwischen dem Anwartschaftsbarwert der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen und dem Fair Value des Planvermögens ergibt, stellt sich wie folgt dar:

Netto-Verbindlichkeit aus leistungsorientierten Versorgungsplänen

in Mio €	30. Juni 2026	31. Dez. 2025
Anwartschaftsbarwert aller leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen	18.495	18.893
Fair Value des Planvermögens	16.091	15.825
Netto-Verbindlichkeit aus leistungsorientierten Versorgungsplänen	**2.404**	**3.068**
ausgewiesen als betriebliche Forderungen	*-1.680*	*-1.340*
ausgewiesen als Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	*4.084*	*4.408*

Die Zusammensetzung des Gesamtaufwands der leistungsorientierten Versorgungszusagen, der sich in den Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen sowie in den betrieblichen Forderungen widerspiegelt, ist in nachfolgender Tabelle dargestellt:

Gesamtaufwand der leistungsorientierten Versorgungszusagen

	2. Quartal		1. Halbjahr	
in Mio €	2026	2025	2026	2025
Dienstzeitaufwand für die im Berichtszeitraum hinzuerworbenen Versorgungsansprüche	38	49	77	98
Nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand	4	–	6	1
Gewinne (-)/Verluste (+) aus Planabgeltungen	–	–	–	–
Netto-Zinsaufwand (+)/-Zinsertrag (-) auf die Netto-Verbindlichkeit/den Netto-Vermögenswert aus leistungsorientierten Versorgungsplänen	26	31	51	62
Summe	**68**	**80**	**134**	**161**

11 Zusätzliche Angaben zu Finanzinstrumenten

Bewertung von Finanzinstrumenten

Basis für die Bewertung von Finanzinstrumenten ist die Fair-Value-Ermittlung. Der Fair Value derivativer Finanzinstrumente ist abhängig von der Entwicklung der zugrunde liegenden Marktfaktoren. Die jeweiligen Fair Values werden in regelmäßigen Abständen ermittelt und überwacht. Der für alle derivativen Finanzinstrumente ermittelte Fair Value ist der Preis, zu dem eine Partei die Rechte und/oder Pflichten an einen Dritten veräußern kann. Die Fair Values der derivativen Finanzinstrumente werden mit marktüblichen Bewertungsmethoden unter Berücksichtigung der am Bewertungsstichtag vorliegenden Marktdaten inklusive eines Kreditrisikoaufschlags ermittelt. Das Kreditrisiko des Vertragspartners wird mittels eines Credit Value Adjustments erfasst.

Die derivativen Finanzinstrumente sind Gegenstand marktüblicher Aufrechnungsvereinbarungen. Für Finanzderivate mit Banken existieren Master Netting Agreements. Geschäfte, die im Rahmen der Commodity-Transaktionen abgeschlossen werden, unterliegen grundsätzlich EFET-Vereinbarungen (European Federation of Energy Traders). Die oben genannten Netting-Vereinbarungen gehen in die Ermittlung der Fair Values der Finanzinstrumente ein. Bei der Ermittlung werden auch die auf Portfoliobasis kalkulierten Kreditrisiken berücksichtigt. Die Fair-Value-Ermittlung für einzelne Vermögenswerte erfolgt bei marktgängigen Wertpapieren, Festgeldanlagen und Beteiligungen durch Heranziehung veröffentlichter Börsen- oder Marktpreise zum Erwerbszeitpunkt und wird zu den Stichtagen dem aktuellen Marktpreis angepasst.

Kann auf Börsen- oder Marktpreise nicht zurückgegriffen werden, werden die Fair Values auf Basis der verlässlichsten verfügbaren Informationen ermittelt, die auf Marktpreisen für vergleichbare Vermögenswerte oder auf geeigneten Bewertungsverfahren beruhen. E.ON bestimmt in diesen Fällen den Fair Value mittels der Discounted-Cashflow-Methode auf Basis der erwarteten künftigen Cashflows und der gewichteten Kapitalkosten. Grundsätzlich folgen zur Bestimmung der Cashflows neben der Berücksichtigung der drei Planjahre der Mittelfristplanung zwei zusätzliche Detailplanungsjahre, die unter Verwendung einer aus Branchen- und Unternehmensdaten abgeleiteten Wachstumsrate über die Nutzungsdauer des Vermögenswerts fortgeschrieben werden. Der Abzinsungssatz berücksichtigt die speziellen Risiken der Aktivitäten.

Ausweis der Finanzinstrumente

In nachfolgender Tabelle sind die Buchwerte der finanziellen Vermögenswerte und der finanziellen Verbindlichkeiten, die zum Fair Value bilanziert werden, nach ihren Bewertungsquellen dargestellt:

Buchwerte der Finanzinstrumente zum 30. Juni 2026

in Mio €	Buchwerte im Anwendungs-bereich des IFRS 7	Anhand von Börsen-kursen ermittelt (Stufe 1)	Von Marktwerten abgeleitet (Stufe 2)	Durch Bewertungs-methoden ermittelt (Stufe 3)
Vermögenswerte				
Beteiligungen	305	–	9	296
Derivative Finanzinstrumente[1]	3.863	50	3.375	438
Wertpapiere und Festgeldanlagen	1.012	424	588	–
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	264	–	1	263
Verbindlichkeiten				
Derivative Finanzinstrumente[1]	2.725	7	2.286	432

1 Derivative Finanzinstrumente sind in der Bilanz unter Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte beziehungsweise unter Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten ausgewiesen.

Buchwerte der Finanzinstrumente zum 31. Dezember 2025

in Mio €	Buchwerte im Anwendungsbereich des IFRS 7	Anhand von Börsenkursen ermittelt (Stufe 1)	Von Marktwerten abgeleitet (Stufe 2)	Durch Bewertungsmethoden ermittelt (Stufe 3)
Vermögenswerte				
Beteiligungen	440	126	8	306
Derivative Finanzinstrumente[1]	2.374	7	1.869	498
Wertpapiere und Festgeldanlagen	1.361	596	765	–
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	377	–	–	377
Verbindlichkeiten				
Derivative Finanzinstrumente[1]	3.403	12	2.861	530

1 Derivative Finanzinstrumente sind in der Bilanz unter Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte beziehungsweise unter Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten ausgewiesen.

Für die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente sowie für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen gelten aufgrund der kurzen Restlaufzeit die Buchwerte als grundsätzlich realistische Schätzungen der Fair Values.

Ebenso wird der Fair Value von Geldaufnahmen im Rahmen kurzfristiger Kreditfazilitäten sowie der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen wegen der kurzen Laufzeiten in Höhe des Buchwerts angesetzt. In den Finanzverbindlichkeiten sind zum 30. Juni 2026 Anleihen und Schuldscheindarlehen mit einem Fair Value von 34.591 Mio € (31. Dezember 2025: 31.829 Mio €) enthalten. Der Buchwert der Anleihen beträgt zum 30. Juni 2026 34.862 Mio € (31. Dezember 2025: 32.472 Mio €). Der beizulegende Zeitwert der übrigen Finanzinstrumente entspricht weitestgehend dem Buchwert. E.ON prüft zum Ende jeder Berichtsperiode, ob es einen Anlass zu einer Umgruppierung in oder aus einem Bewertungslevel gibt. Es gab keine Umgruppierung zwischen dem Bewertungslevel 1 und dem Bewertungslevel 2 in den ersten sechs Monaten des Jahres 2026.

Die Überleitung der durch Bewertungsmethoden ermittelten Fair Values für Finanzinstrumente, die zum beizulegenden Zeitwert bilanziert werden, wird in der folgenden Tabelle dargestellt:

Herleitung Fair-Value-Level 3

						Umgliederungen			
in Mio €	Stand zum 31. Dezember 2025	Käufe (inklusive Zugängen)	Verkäufe (inklusive Abgängen)	Abwicklung	Gewinne/ Verluste in der GuV	in Stufe 3	aus Stufe 3	Gewinne/ Verluste im Sonstigen Ergebnis	Stand zum 30. Juni 2026
Beteiligungen	306	–	-15	-1	6	–	–	–	296
Derivative Finanzinstrumente	-33	2	–	–	36	–	–	–	5
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	378	49	-46	-117	–	–	–	–	264
Summe	**651**	**51**	**-61**	**-118**	**42**	**0**	**0**	**0**	**565**

Die Eingangsparameter der Fair-Value-Stufe 3 bei Unternehmensbeteiligungen werden unter Berücksichtigung von wirtschaftlichen Entwicklungen und verfügbaren Branchen- und Unternehmensdaten festgelegt. Eine hypothetische Änderung der wesentlichen internen Bewertungsparameter zum Bilanzstichtag um ±10 Prozent würde zu einem theoretischen Anstieg beziehungsweise einer Minderung der Marktwerte um ± 25 Mio € (31. Dezember 2025: ±24 Mio €) führen.

Energiekontrakte werden, sofern Marktpreise fehlen, anhand von auf internen Fundamentaldaten beruhenden Bewertungsmodellen bewertet. Eine hypothetische Änderung der internen Bewertungsparameter zum Bilanzstichtag um ±10 Prozent würde zu einer theoretischen Erhöhung beziehungsweise Minderung der Marktwerte um ±1 Mio € führen (31. Dezember 2025: theoretische Erhöhung von 14 Mio € beziehungsweise theoretische Minderung von 15 Mio €).

Die Änderung der wesentlichen internen Bewertungsparameter der Finanzforderungen und sonstigen finanziellen Vermögenswerte zum Bilanzstichtag um +10 Prozent beziehungsweise -10 Prozent würde zu einem theoretischen Anstieg der Marktwerte um 12 Mio € (31. Dezember 2025: 14 Mio €) beziehungsweise zu einer Minderung um 13 Mio € (31. Dezember 2025: 15 Mio €) führen.

Kreditrisiko

Grundsätzlich werden Kreditrisiken unter Einbeziehung der Bonität einzelner Geschäftspartner gesteuert. Im Falle großer Lieferanten sind diese Risiken aufgrund der guten Bonität und der Systemrelevanz weiterhin mit einer sehr geringen Eintrittswahrscheinlichkeit verbunden. Soweit möglich, werden im Rahmen des Kreditrisikomanagements mit Geschäftspartnern Sicherheiten zur Minderung des Kreditrisikos verhandelt. Als Sicherheiten werden Garantien der jeweiligen Mutterunternehmen, Patronatserklärungen oder der Nachweis von Gewinnabführungsverträgen (mit einem Letter of Awareness) akzeptiert. Darüber hinaus werden in geringerem Umfang Bankgarantien beziehungsweise -bürgschaften und die Hinterlegung von Barmitteln und Wertpapieren als Sicherheiten zur Reduzierung des Kreditrisikos eingefordert. Derivative Transaktionen werden im Allgemeinen auf der Grundlage von Standardverträgen durchgeführt, bei denen eine Aufrechnung (Netting) aller offenen Transaktionen mit den Geschäftspartnern möglich ist. Zum Bilanzstichtag bestehen keine bilateralen Margining-Vereinbarungen. Das aus Börsenclearing resultierende Verschuldungs- und Liquiditätsrisiko wird limitiert. Bei mit Börsen abgeschlossenen Termin- und Optionskontrakten sowie bei börsengehandelten emissionsrechtsbezogenen Derivaten bestehen zum Bilanzstichtag keine Kreditrisiken. Für die übrigen Finanzinstrumente entspricht das maximale Ausfallrisiko ihren Buchwerten.

12 Segmentberichterstattung

Beschreibung der Segmente

Der von der Konzernleitung in Essen geführte E.ON-Konzern ist in die nachfolgend beschriebenen Berichtssegmente, die nach IFRS 8 berichtet werden, gegliedert. Dabei sind im Geschäftsfeld Energy Networks die nicht separat berichtspflichtigen Segmente Zentral-Osteuropa und Süd-Osteuropa, in denen jeweils operative Aktivitäten zusammengefasst sind, von untergeordneter Bedeutung, weisen ähnliche ökonomische Merkmale auf und sind in Bezug auf Kundenstruktur, Produkte und Vertriebswege vergleichbar.

Energy Networks

Deutschland
In diesem Segment werden die Verteilnetze für Strom und Gas und die damit verbundenen Aktivitäten in Deutschland zusammengefasst.

Schweden
Das Segment umfasst das Geschäft mit Stromnetzen in Schweden.

Zentral-Osteuropa
In diesem Segment werden die Verteilnetzaktivitäten in Tschechien und Polen sowie die At-equity-Beteiligung Západoslovenská energetika, a.s. in der Slowakei zusammengefasst.

Süd-Osteuropa
In diesem Segment werden die Verteilnetzaktivitäten in Ungarn, Kroatien und Rumänien sowie die At-equity-Beteiligung Enerjisa Enerji in der Türkei zusammengefasst.

Energy Infrastructure Solutions

In diesem Segment wird die Entwicklung von Energielösungen für Kunden in Deutschland, Großbritannien, Schweden, Dänemark, Italien, Tschechien, Ungarn, Polen, den Niederlanden, Kroatien, Slowenien und Frankreich zusammengefasst. Das berichtspflichtige Segment Energy Infrastructure Solutions entwickelt integrierte, nachhaltige Energielösungen, um Städte und Gemeinden sowie Gewerbe- und Industriekunden nachhaltig mit Wärme, Strom, Dampf und Kälte zu versorgen.

Energy Retail

Deutschland
Dieses Segment umfasst die Versorgung unserer Kundinnen und Kunden in Deutschland mit Strom und Gas sowie den Vertrieb von Produkten und Dienstleistungen zur Steigerung der Energieeffizienz und Energieautarkie.

Großbritannien
In diesem Segment werden die Vertriebsaktivitäten und Kundenlösungen in Großbritannien ausgewiesen.

Niederlande
Das Segment umfasst den Vertrieb von Strom und Gas sowie Kundenlösungen in den Niederlanden.

Sonstige
Das Segment umfasst die Vertriebsaktivitäten in Schweden, Italien, Tschechien, Ungarn, Kroatien, Rumänien und Polen. Darüber hinaus ist hier auch die zentrale Commodity-Beschaffungseinheit des E.ON-Konzerns, die E.ON Energy Markets GmbH, enthalten.

Corporate Functions/Other

Corporate Functions/Other beinhaltet die E.ON SE selbst und die direkt bei der E.ON SE geführten Beteiligungen. Hauptaufgabe der Konzernleitung ist die Führung des E.ON-Konzerns. Dazu zählen die strategische Weiterentwicklung des Konzerns sowie die Steuerung und Finanzierung des bestehenden Geschäftsportfolios. Daneben werden hier auch die internen Dienstleister des E.ON-Konzerns ausgewiesen. Zudem wird das Nicht-Kerngeschäft im Bereich Corporate Functions/Other ausgewiesen. Das Nicht-Kerngeschäft umfasst die nicht strategischen Aktivitäten des E.ON-Konzerns, wie den Rückbau der deutschen Kernkraftwerke, die von der operativen Einheit PreussenElektra gesteuert werden, und das Erzeugungsgeschäft in der Türkei.

Segmentinformationen nach Bereichen

1. Halbjahr	Energy Networks		Energy Infrastructure Solutions		Energy Retail		Corporate Functions/Other		Konsolidierung		E.ON-Konzern	
in Mio €	2026	2025	2026	2025	2026	2025	2026	2025	2026	2025	2026	2025
Außenumsatz	10.352	11.158	1.548	1.439	26.071	28.827	105	130	–	–	38.076	41.554
Innenumsatz	2.608	3.204	522	541	776	869	504	521	-4.410	-5.135	0	0
Umsatzerlöse	**12.960**	**14.362**	**2.070**	**1.980**	**26.847**	**29.696**	**609**	**651**	**-4.410**	**-5.135**	**38.076**	**41.554**
Bereinigtes EBITDA[1]	**3.808**	**3.782[5]**	**389**	**326**	**1.240**	**1.294**	**-34**	**-71**	**1**	**2**	**5.404**	**5.333[5]**
Darin Umsatzerlöse[2]	*12.752*	*14.181[5]*	*2.070*	*1.980*	*26.049*	*29.741*	*593*	*635*	*-4.410*	*-5.134*	*37.054*	*41.403[5]*
Darin Materialaufwand[3]	*-6.587*	*-8.336*	*-1.261*	*-1.194*	*-23.207*	*-26.299*	*-414*	*-454*	*3.838*	*4.519*	*-27.631*	*-31.764*
Darin Equity-Ergebnis[4]	*246*	*233*	*10*	*9*	*4*	*3*	*98*	*54*	–	–	*358*	*299*
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	**3.222**	**2.832**	**290**	**267**	**380**	**240**	**-1.194**	**-1.115**	**1**	**-1**	**2.699**	**2.223**
Investitionen	**2.344**	**2.540**	**362**	**352**	**235**	**221**	**36**	**69**	**-5**	**-2**	**2.972**	**3.180**
Darin Investitionen in immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	*2.291*	*2.414*	*303*	*324*	*156*	*142*	*22*	*32*	*-4*	*-1*	*2.768*	*2.911*

1 Bereinigt um nichtoperative Effekte.

2 Bereinigung der Umsatzerlöse (IFRS-Wert Q2 2026: 37.054 Mio €; IFRS-Wert Q2 2025: 41.403 Mio €) um nichtoperative Effekte in Höhe von -1.022 Mio € (Q2 2025: -151 Mio €), insbesondere aus Realisationseffekten aus Commodity-Derivaten.

3 Bereinigung des Materialaufwands (IFRS-Wert Q2 2026: -28.938 Mio €; IFRS-Wert Q2 2025: -31.493 Mio €) um nichtoperative Effekte in Höhe von 1.307 Mio € (Q2 2025: -271 Mio €), insbesondere aus Realisationseffekten aus Commodity-Derivaten.

4 Bereinigung des Ergebnisses aus at equity bewerteten Unternehmen (IFRS-Wert Q2 2026: 83 Mio €; Q2 2025: 28 Mio €) um nichtoperative Effekte in Höhe von 275 Mio € (Q2 2025: 271 Mio €), insbesondere aus der Anwendung von IAS 29 in der Türkei.

5 Der Vorjahreswert wurde aufgrund weiterer Bereinigungen der Steuerungsgröße angepasst; weitere Erläuterungen hierzu im Abschnitt „Überleitung bereinigter Ergebnisgrößen".

Segmentinformationen Energy Networks

1. Halbjahr	Deutschland		Schweden		Zentral-Osteuropa[1]		Süd-Osteuropa[1]		Konsolidierung		Energy Networks	
in Mio €	2026	2025	2026	2025	2026	2025	2026	2025	2026	2025	2026	2025
Außenumsatz	8.259	9.244	733	652	489	419	871	843	–	–	10.352	11.158
Innenumsatz	2.123	2.690	4	4	205	243	277	268	-1	-1	2.608	3.204
Umsatzerlöse	**10.382**	**11.934**	**737**	**656**	**694**	**662**	**1.148**	**1.111**	**-1**	**-1**	**12.960**	**14.362**
Bereinigtes EBITDA[2, 3]	**2.482**	**2.643**	**464**	**407**	**400**	**378**	**462**	**353**	**–**	**1**	**3.808**	**3.782**
Darin Umsatzerlöse[2, 3]	*10.277*	*11.894*	*737*	*660*	*676*	*643*	*1.066*	*985*	*-4*	*-1*	*12.752*	*14.181*
Darin Materialaufwand[2]	*-5.723*	*-7.426*	*-178*	*-172*	*-240*	*-234*	*-446*	*-504*	–	–	*-6.587*	*-8.336*
Darin Equity-Ergebnis[2]	*143*	*150*	–	–	*54*	*55*	*49*	*28*	–	–	*246*	*233*
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	**2.093**	**1.702**	**457**	**383**	**279**	**354**	**394**	**393**	**-1**	**–**	**3.222**	**2.832**
Investitionen	**1.627**	**1.861**	**260**	**274**	**217**	**166**	**240**	**239**	**–**	**–**	**2.344**	**2.540**
Darin Investitionen in immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	*1.574*	*1.735*	*260*	*274*	*217*	*166*	*240*	*239*	–	–	*2.291*	*2.414*

1 Zusammengefasstes Berichtssegment.

2 Bereinigt um nichtoperative Effekte.

3 Der Vorjahreswert wurde aufgrund weiterer Bereinigungen der Steuerungsgröße angepasst; weitere Erläuterungen hierzu im Abschnitt „Überleitung bereinigter Ergebnisgrößen".

Segmentinformationen Energy Retail

1. Halbjahr	Deutschland		Großbritannien		Niederlande		Sonstige		Konsolidierung		Energy Retail	
in Mio €	2026	2025	2026	2025	2026	2025	2026	2025	2026	2025	2026	2025
Außenumsatz	8.677	9.760	7.127	7.997	1.266	1.483	9.001	9.587	–	–	26.071	28.827
Innenumsatz	912	2.695	1.457	2.333	812	1.014	8.310	12.009	-10.715	-17.182	776	869
Umsatzerlöse	**9.589**	**12.455**	**8.584**	**10.330**	**2.078**	**2.497**	**17.311**	**21.596**	**-10.715**	**-17.182**	**26.847**	**29.696**
Bereinigtes EBITDA[1]	**480**	**533**	**397**	**393**	**83**	**87**	**281**	**281**	**-1**	**–**	**1.240**	**1.294**
Darin Umsatzerlöse[1]	*9.557*	*12.462*	*8.584*	*10.330*	*2.061*	*2.450*	*16.564*	*21.681*	*-10.717*	*-17.182*	*26.049*	*29.741*
Darin Materialaufwand[1]	*-8.308*	*-11.033*	*-7.529*	*-9.311*	*-1.686*	*-2.004*	*-16.398*	*-21.134*	*10.714*	*17.183*	*-23.207*	*-26.299*
Darin Equity-Ergebnis[1]	–	–	–	–	–	–	*4*	*2*	–	*1*	*4*	*3*
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	**-266**	**-195**	**-40**	**218**	**-60**	**-31**	**746**	**251**	**–**	**-3**	**380**	**240**
Investitionen	**47**	**33**	**4**	**19**	**41**	**38**	**143**	**132**	**–**	**-1**	**235**	**221**
Darin Investitionen in immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	*27*	*33*	*4*	*4*	*41*	*37*	*84*	*70*	–	*-2*	*156*	*142*

1 Bereinigt um nichtoperative Effekte.

Die Umsatzerlöse werden in vorstehender Tabelle detailliert in konzerninterne und -externe Umsätze aufgeteilt. Ebenso erfolgt eine Aufgliederung in wesentliche Regionen und Technologien. Ferner kann aus der Übersicht abgeleitet werden, welchen Effekt die Umsatzerlöse auf den operativen Cashflow vor Zinsen und Steuern haben.

Die folgende Tabelle zeigt die Überleitung vom operativen Cashflow vor Zinsen und Steuern zum operativen Cashflow fortgeführter Aktivitäten:

Überleitung des operativen Cashflows[1]

	1. Halbjahr	
in Mio €	2026	2025
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	**2.699**	**2.223**
Zinszahlungen	-797	-720
Ertragsteuerzahlungen	-408	-637
Operativer Cashflow aus der Geschäftstätigkeit	**1.494**	**866**

1 Operativer Cashflow aus fortgeführten Aktivitäten.

Überleitung Bereinigtes EBITDA

Zur internen Steuerung und als wichtigster Indikator für die nachhaltige Ertragskraft unseres Geschäfts wird bei E.ON ein um außergewöhnliche Effekte bereinigtes Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen („bereinigtes EBITDA“) verwendet.

Der E.ON-Vorstand ist überzeugt, dass das bereinigte EBITDA die geeignete Kennzahl für die Bestimmung des Erfolgs des E.ON-Geschäfts ist, weil diese Kennzahl den operativen Ertrag einzelner Geschäfte unabhängig von nichtoperativen Einflüssen sowie Zinsen, Steuern und Abschreibungen darstellt.

Beim bereinigten EBITDA handelt es sich um eine Non-IFRS-Finanzkennzahl, die gemäß IFRS 8 auf eine IFRS-Kennzahl überzuleiten ist.

Das unbereinigte Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen („EBITDA“) ist das um Steuern vom Einkommen und vom Ertrag, das Finanz- und Beteiligungsergebnis sowie Ab- und Zuschreibungen korrigierte Ergebnis des E.ON-Konzerns gemäß den IFRS-Standards. Zur Erhöhung der Aussagekraft als Indikator für die nachhaltige Ertragskraft des E.ON-Geschäfts wird das unbereinigte Ergebnis vor Steuern, Zinsen und Abschreibungen um bestimmte nichtoperative Effekte bereinigt.

Im operativen Ergebnis werden auch Erträge aus der Vereinnahmung von passivierten Investitionszuschüssen ausgewiesen.

Die nichtoperativen Ergebniseffekte, um die das EBITDA bereinigt wird, umfassen insbesondere Erträge und Aufwendungen aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von unrealisierten Commodity-Derivaten sowie damit in Zusammenhang stehenden Rückstellungen für Drohverluste und, soweit von wesentlicher Bedeutung, Buchgewinne/-verluste, bestimmte Aufwendungen für Restrukturierung, außerplanmäßige Wertberichtigungen/Wertaufholungen auf Beteiligungen an verbundenen oder assoziierten Unternehmen und sonstige nichtoperative Ergebnisbeiträge sowie ab dem Geschäftsjahr 2026 auch erstmalig wertneutrale temporäre Effekte im Netzgeschäft.

Seit 2022 wird IAS 29 aufgrund der Hyperinflation in der Türkei angewendet und die ergebniswirksamen Effekte ebenfalls im sonstigen nichtoperativen Ergebnis gezeigt.

Darüber hinaus werden Effekte aus der stichtagsbezogenen Bewertung bestimmter Rückstellungen im neutralen Ergebnis ausgewiesen. Des Weiteren sind Effekte aus der Folgebewertung von stillen Reserven und Lasten im Zusammenhang mit der innogy-Kaufpreisverteilung enthalten.

Die wertneutralen temporären Effekte im Netzgeschäft entstehen aus zeitlichen Abweichungen zwischen zulässigen und tatsächlich erzielten Erlösen, die in späteren Perioden ausgeglichen werden. Der Zeitpunkt des Ausgleichs ergibt sich aus den länderspezifischen regulatorischen Rahmenbedingungen. Die Abweichungen resultieren im Wesentlichen aus volumenbedingten Erlösabweichungen, Kosten für das vorgelagerte Netz und für Redispatch (das gezielte Eingreifen von Netzbetreibern in die Fahrpläne von Kraftwerken und Erzeugungsanlagen, wenn zu viel Strom produziert wird, um die Netze vor Überlastungen zu schützen und ihre Stabilität zu gewährleisten) sowie Netzverlusten. Zusätzlich werden bestimmte Personalzusatzkosten aus Pensionsverpflichtungen in Deutschland berücksichtigt.

Die folgende Tabelle zeigt die Überleitung des bereinigten EBITDA auf das Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern:

Überleitung von bereinigten Kennzahlen zu IFRS-Kennzahlen

	2. Quartal		1. Halbjahr	
in Mio €	2026	2025	2026	2025
Bereinigtes EBITDA[1]	**2.151**	**2.152**	**5.404**	**5.333**
Netto-Buchgewinne (+)/-verluste (-)	*11*	*7*	*133*	*48*
Effekte im Zusammenhang mit derivativen Finanzinstrumenten	*-336*	*-138*	*1.214*	*-1.117*
Fortschreibung stiller Reserven (+) und Lasten (-) aus der innogy-Transaktion	*-8*	*-9*	*-15*	*-17*
Temporäre wertneutrale regulatorische Effekte	*83*	*136*	*197*	*181*
Sonstiges nichtoperatives Ergebnis	*-104*	*-79*	*-348*	*-261*
Nichtoperative Ergebnisbestandteile des EBITDA	**-354**	**-83**	**1.181**	**-1.166**
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Abschreibungen, Zinsergebnis und Steuern	**1.797**	**2.069**	**6.585**	**4.167**
Ab- und Zuschreibungen	-947	-967	-1.823	-1.924
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Zinsergebnis und Steuern	**850**	**1.102**	**4.762**	**2.243**

1 Der Vorjahreswert wurde aufgrund weiterer Bereinigungen der Steuerungsgröße angepasst; weitere Erläuterungen hierzu im Abschnitt „Überleitung bereinigter Ergebnisgrößen".

Überleitung von bereinigten Kennzahlen zu IFRS-Kennzahlen

	2. Quartal		1. Halbjahr	
in Mio €	2026	2025	2026	2025
Bereinigter Konzernüberschuss[1]	**582**	**571**	**1.923**	**1.826**
Anteile ohne beherrschenden Einfluss am betrieblichen Ergebnis[1]	122	133	358	398
Nichtoperative Ergebnisbestandteile des EBITDA[1]	-354	-83	1.181	-1.166
Abschreibungen auf stille Reserven (-) und Lasten (+) aus der innogy-Transaktion	*-67*	*-91*	*-135*	*-183*
Weitere nichtoperative Ab- und Zuschreibungen sowie Wertberichtigungen	*-47*	*-13*	*-61*	*-47*
Nichtoperativer Zinsaufwand (-)/Zinsertrag (+)	*35*	*-56*	*107*	*73*
Nichtoperative Steuern vom Einkommen und vom Ertrag[1]	*133*	*72*	*-340*	*386*
Nichtoperative Ergebnisbestandteile des Konzernüberschusses[1]	**-300**	**-171**	**752**	**-937**
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	**404**	**533**	**3.033**	**1.287**
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	4	–	4	–
Konzernüberschuss/-fehlbetrag	**408**	**533**	**3.037**	**1.287**

1 Der Vorjahreswert wurde aufgrund weiterer Bereinigungen der Steuerungsgröße angepasst; weitere Erläuterungen hierzu im Abschnitt „Überleitung bereinigter Ergebnisgrößen".

Zusätzliche Angaben auf Unternehmensebene

Der Außenumsatz nach Produkten teilt sich wie folgt auf:

Segmentinformationen nach Produkten

	1. Halbjahr	
in Mio €	2026	2025
Strom	24.112	26.142
Gas	10.617	12.067
Sonstige	3.347	3.345
Summe	**38.076**	**41.554**

Unter dem Posten „Sonstige“ sind insbesondere Umsätze aus Dienstleistungen enthalten.

Der gemäß IFRS 15 erfasste Außenumsatz nach den Produkten Strom und Gas teilt sich auf die berichtspflichtigen Segmente wie folgt auf:

Strom

	1. Halbjahr	
in Mio €	2026	2025
Energy Networks	7.830	8.857
Deutschland	*5.925*	*7.142*
Schweden	*733*	*651*
Zentral-Osteuropa	*488*	*402*
Süd-Osteuropa	*684*	*662*
Energy Infrastructure Solutions	182	209
Energy Retail	16.100	17.076
Deutschland	*5.841*	*6.496*
Großbritannien	*5.249*	*5.780*
Niederlande	*491*	*487*
Sonstige	*4.519*	*4.313*
Corporate Functions/Other	–	–
E.ON Konzern	**24.112**	**26.142**

Gas

	1. Halbjahr	
in Mio €	2026	2025
Energy Networks	1.139	1.072
Deutschland	*1.043*	*963*
Schweden	–	–
Zentral-Osteuropa	–	*16*
Süd-Osteuropa	*96*	*93*
Energy Infrastructure Solutions	43	41
Energy Retail	9.435	10.954
Deutschland	*2.744*	*3.100*
Großbritannien	*1.787*	*2.021*
Niederlande	*579*	*788*
Sonstige	*4.325*	*5.045*
Corporate Functions/Other	–	–
E.ON Konzern	**10.617**	**12.067**

13 Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen

Innerhalb der E.ON-Gruppe gelten assoziierte Unternehmen, Gemeinschaftsunternehmen und nicht vollkonsolidierte Tochterunternehmen als nahestehende Unternehmen. Im ersten Halbjahr 2026 erzielte E.ON mit diesen Unternehmen Erträge in Höhe von 1.011 Mio € (30. Juni 2025: 891 Mio €) sowie Aufwendungen in Höhe von 724 Mio € (30. Juni 2025: 637 Mio €). Dabei handelt es sich um Transaktionen aus Lieferungen von Gas und Strom an Weiterverteiler und kommunale Unternehmen, insbesondere an Stadtwerke. Die Geschäftsbeziehungen zu diesen Unternehmen unterscheiden sich grundsätzlich nicht von jenen Beziehungen, die mit kommunalen Unternehmen ohne Beteiligung von E.ON bestehen. Aufwendungen mit nahestehenden Unternehmen entstehen vor allem durch Strom- und Gasbezüge sowie auch durch Betriebsführungsentgelte, IT-Leistungen und Fremdleistungen.

Zum 30. Juni 2026 betrugen die Forderungen 1.142 Mio € (31. Dezember 2025: 1.021 Mio €) und die Verbindlichkeiten 2.304 Mio € (31. Dezember 2025: 2.173 Mio €). Diese Transaktionen sind zu marktüblichen Konditionen abgeschlossen und unterscheiden sich nicht von den Liefer- und Leistungsbeziehungen zu den vollkonsolidierten Unternehmen.

In den Verbindlichkeiten gegenüber nahestehenden Unternehmen sind zum Bilanzstichtag 60 Mio € (31. Dezember 2025: 47 Mio €) aus Lieferungs- und Leistungsbeziehungen sowie Gesellschafterdarlehen mit Gemeinschafts-Kernkraftwerken enthalten. Die Gesellschafterdarlehen haben keine feste Laufzeit und werden mit 1,0 Prozent (2025: 1,0 Prozent) verzinst. E.ON hat mit diesen Kraftwerken unverändert einen Kostenübernahmevertrag abgeschlossen.

14 Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

Vereinbarung über Anteile an der PSI Software SE geschlossen

Im Juli 2026 hat E.ON eine Vereinbarung mit Warburg Pincus LLC über E.ONs bisher als sonstige Beteiligung ausgewiesenen Anteile an der PSI Software SE geschlossen. Im Rahmen eines freiwilligen Übernahmeangebots übernimmt Warburg Pincus LLC die Mehrheit der ausstehenden Anteile an der PSI Software SE. E.ON hält grundsätzlich an der Halteabsicht für die Beteiligung fest, wird aber durch die geschlossene Vereinbarung indirekter Minderheitsgesellschafter. Zukünftig wird die aus der Transaktion neu entstandene Beteiligung mit einem Buchwert von 125 Mio € als assoziiertes Unternehmen ausgewiesen, es entstehen keine Ergebniseffekte zum Zeitpunkt der Transaktion.

Syndizierte Kreditlinie von Delgaz S.A. neu abgeschlossen

Anfang Juli 2026 hat E.ON über die Delgaz Grid S.A. eine neue syndizierte Kreditlinie über 3,0 Mrd RON (zirka 570 Mio €) mit einer Laufzeit von fünf Jahren abgeschlossen. Gemäß den Kreditbedingungen sind 2,0 Mrd RON (zirka 380 Mio €) am Ende der Laufzeit vollständig zurückzuzahlen, während 1,0 Mrd RON (rund 190 Mio €) in vierteljährlichen Raten zurückzuzahlen oder für einen späteren Zeitraum zu refinanzieren sind. Das Kreditvolumen kann während der Vertragslaufzeit um bis zu 500 Mio RON (zirka 95 Mio €) erhöht werden. Die Kreditlinie dient der Liquiditätssicherung der Delgaz Grid S.A. Sie löst die bisherige syndizierte Kreditlinie in Höhe von 3,0 Mrd RON (zirka 570 Mio €) mit Fälligkeit im September 2026 vorzeitig ab.

Versicherung der gesetzlichen Vertreter

Wir versichern nach bestem Wissen, dass gemäß den anzuwendenden Rechnungslegungsgrundsätzen für die Halbjahresfinanzberichterstattung der verkürzte Konzernzwischenabschluss ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt und im Konzernzwischenlagebericht der Geschäftsverlauf einschließlich des Geschäftsergebnisses und die Lage des Konzerns so dargestellt sind, dass ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild vermittelt wird, sowie die wesentlichen Chancen und Risiken der voraussichtlichen Entwicklung des Konzerns im verbleibenden Geschäftsjahr beschrieben sind.

Essen, den 10. August 2026

Der Vorstand



Birnbaum



Jakobi



König



Ossadnik



Spieker

Bescheinigung nach prüferischer Durchsicht

An die E.ON SE, Essen

Wir haben den verkürzten Konzernzwischenabschluss – bestehend aus Gewinn- und Verlustrechnung, Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen, Bilanz, Kapitalflussrechnung, Entwicklung des Konzerneigenkapitals sowie ausgewählten erläuternden Angaben – und den Konzernzwischenlagebericht der E.ON SE, Essen, für den Zeitraum vom 1. Januar bis 30. Juni 2026, die Bestandteile des Halbjahresfinanzberichts nach § 115 WpHG sind, einer prüferischen Durchsicht unterzogen. Die Aufstellung des verkürzten Konzernzwischenabschlusses nach dem International Accounting Standard IAS 34 „Zwischenberichterstattung", wie er in der EU anzuwenden ist, und des Konzernzwischenlageberichts nach den für Konzernzwischenlageberichte anwendbaren Vorschriften des WpHG liegt in der Verantwortung des Vorstands der Gesellschaft. Unsere Aufgabe ist es, eine Bescheinigung zu dem verkürzten Konzernzwischenabschluss und dem Konzernzwischenlagebericht auf der Grundlage unserer prüferischen Durchsicht abzugeben.

Wir haben die prüferische Durchsicht des verkürzten Konzernzwischenabschlusses und des Konzernzwischenlageberichts unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze für die prüferische Durchsicht von Abschlüssen unter ergänzender Beachtung des International Standard on Review Engagements „Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor" (ISRE 2410) vorgenommen. Danach ist die prüferische Durchsicht so zu planen und durchzuführen, dass wir bei kritischer Würdigung mit einer gewissen Sicherheit ausschließen können, dass der verkürzte Konzernzwischenabschluss in wesentlichen Belangen nicht in Übereinstimmung mit IAS 34 „Zwischenberichterstattung", wie er in der EU anzuwenden ist, und der Konzernzwischenlagebericht in wesentlichen Belangen nicht in Übereinstimmung mit den für Konzernzwischenlageberichte anwendbaren Vorschriften des WpHG aufgestellt worden sind. Eine prüferische Durchsicht beschränkt sich in erster Linie auf Befragungen von Mitarbeitern der Gesellschaft und auf analytische Beurteilungen und bietet deshalb nicht die durch eine Abschlussprüfung erreichbare Sicherheit. Da wir auftragsgemäß keine Abschlussprüfung vorgenommen haben, können wir einen Bestätigungsvermerk nicht erteilen.

Auf der Grundlage unserer prüferischen Durchsicht sind uns keine Sachverhalte bekannt geworden, die uns zu der Annahme veranlassen, dass der verkürzte Konzernzwischenabschluss in wesentlichen Belangen nicht in Übereinstimmung mit IAS 34 „Zwischenberichterstattung", wie er in der EU anzuwenden ist, oder dass der Konzernzwischenlagebericht in wesentlichen Belangen nicht in Übereinstimmung mit den für Konzernzwischenlageberichte anwendbaren Vorschriften des WpHG aufgestellt worden ist.

Essen, den 11. August 2026

KPMG AG
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Bock	Schiefer
Wirtschaftsprüfer	Wirtschaftsprüfer

Finanzkalender

11. November 2026	**Quartalsmitteilung Januar – September 2026**
24. Februar 2027	**Veröffentlichung des integrierten Geschäftsberichts 2026**
22. April 2027	**Hauptversammlung 2027**
12. Mai 2027	**Quartalsmitteilung Januar – März 2027**
11. August 2027	**Halbjahresfinanzbericht Januar – Juni 2027**
10. November 2027	**Quartalsmitteilung Januar – September 2027**

Impressum

E.ON SE
Brüsseler Platz 1
45131 Essen
Deutschland

T 02 01-1 84-00
info@eon.com
https://www.eon.com/de ↗

Für Journalisten
https://www.eon.com/de/ueber-uns/presse.html ↗

Für Analysten, Aktionäre und Anleiheinvestoren
investorrelations@eon.com

Der vorliegende Halbjahresbericht wurde am 12. August 2026 veröffentlicht.

Dieser Bericht enthält möglicherweise bestimmte in die Zukunft gerichtete Aussagen, die auf den gegenwärtigen Annahmen und Prognosen der Unternehmensleitung des E.ON-Konzerns und anderen derzeit verfügbaren Informationen beruhen. Verschiedene bekannte wie auch unbekannte Risiken und Ungewissheiten sowie sonstige Faktoren können dazu führen, dass die tatsächlichen Ergebnisse, die Finanzlage, die Entwicklung oder die Leistung der Gesellschaft wesentlich von den hier abgegebenen Einschätzungen abweichen. Die E.ON SE beabsichtigt nicht und übernimmt keinerlei Verpflichtung, derartige zukunftsgerichtete Aussagen zu aktualisieren und an zukünftige Ereignisse oder Entwicklungen anzupassen.

