

A short, solid orange horizontal bar.

Unsere Energie bewegt was

Halbjahresfinanzbericht
Januar bis Juni 2026



Kennzahlen des EnBW-Konzerns

Finanzielle und strategische Kennzahlen

in Mio. €	1.1.– 30.6.2026	1.1.– 30.6.2025	+/- in %	1.1.– 31.12.2025
Außenumsatz	19.132,1	17.498,2	9,3	34.390,0
Adjusted EBITDA	2.268,1	2.420,3	-6,3	5.072,3
Anteil Systemkritische Infrastruktur am Adjusted EBITDA				
in Mio. €	1.298,1	1.289,6	0,7	2.700,5
in %	57,2	53,3	–	53,2
Anteil Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur am Adjusted EBITDA				
in Mio. €	805,8	1.081,3	-25,5	2.292,6
in %	35,5	44,7	–	45,2
Anteil Intelligente Infrastruktur für Kund*innen am Adjusted EBITDA				
in Mio. €	309,3	233,0	32,7	353,1
in %	13,6	9,6	–	7,0
EBITDA	1.857,0	2.377,0	-21,9	4.729,8
Adjusted EBIT	1.392,2	1.554,4	-10,4	3.301,2
EBIT	914,3	1.321,1	-30,8	2.253,7
Adjusted Konzernüberschuss ¹	594,7	631,9	-5,9	1.422,7
Konzernüberschuss ¹	223,1	463,0	-51,8	-206,8
Ergebnis je Aktie aus Konzernüberschuss (€) ¹	0,69	1,71	-59,6	-0,70
Retained Cashflow	785,8	1.081,0	-27,3	3.315,0
Zahlungswirksame Nettoinvestitionen	2.033,7	2.932,7	-30,7	6.075,8
in Mio. €	30.6.2026	31.12.2025	+/- in %	
Nettoschulden	13.912,8	13.151,5	5,8	

Nichtfinanzielle Leistungskennzahlen²

	1.1.– 30.6.2026	1.1.– 30.6.2025	+/- in %	1.1.– 31.12.2025
Zieldimension Kund*innen und Gesellschaft				
Kundenzufriedenheitsindex EnBW	132	120	10,0	123
Kundenzufriedenheitsindex Yello	175	168	4,2	170
SAIDI (Strom) in min/a (Versorgungszuverlässigkeit)	6,1	6,2	-1,6	28,6
Zieldimension Mitarbeitende				
LTIF Energie ^{3,4} (Arbeitssicherheit)	1,6	1,8	-11,1	1,8
LTIF gesamt ^{3,4} (Arbeitssicherheit)	2,7	2,7	0,0	2,9
LTIF steuerungsrelevante Gesellschaften ^{3,5} (Arbeitssicherheit)	1,6	1,8	-11,1	1,7
Mitarbeitende ^{6,7,8}	31.159	30.722	1,4	31.541

¹ Bezogen auf das auf die Aktionäre der EnBW AG entfallende Ergebnis.

² Die Werte der Top-Leistungskennzahlen Reputationsindex, People Engagement Index (PEI), „Installierte Leistung erneuerbare Energien (EE) in GW und Anteil EE an der Erzeugungskapazität in %“, CO₂-Intensität sowie Anteil von Frauen in Managementfunktionen werden ausschließlich zum Jahresende erhoben.

³ Der LTIF gibt wieder, wie viele LTI sich bezogen auf eine Million geleistete Arbeitsstunden ereignet haben.

⁴ Der LTIF Energie (ohne Abfallwirtschaft) sowie der LTIF gesamt, der die Abfallwirtschaft mit einbezieht, beinhalten den gesamten finanziellen Konsolidierungskreis, jeweils einschließlich Gesellschaften mit weniger als 100 Mitarbeitende und ohne Kontraktoren.

⁵ Der LTIF steuerungsrelevant ohne Abfallwirtschaft beinhaltet ausschließlich Gesellschaften mit mehr als 100 Mitarbeitenden ohne externe Leiharbeiter*innen und Kontraktoren.

⁶ Anzahl der Mitarbeitenden zum jeweiligen Stichtag ohne Auszubildende und ohne ruhende Arbeitsverhältnisse.

⁷ Die Personalstände für die unabhängigen Transportnetzbetreiber (ONTRAS Gastransport, terranets bw und TransnetBW) werden nur zum Jahresende aktualisiert; unterjährig wird der Personalstand vom 31.12.2025 fortgeschrieben.

⁸ In Vollzeitäquivalenten: 29.326 (30.6.2025: 28.925; 31.12.2025: 29.728).

Q1–Q2 2026 im Überblick

- Adjusted EBITDA des EnBW-Konzerns mit 2,3 Mrd. € im ersten Halbjahr 2026 im Rahmen der Erwartungen
- Stabile Ergebnisentwicklung entsprechend der Konzernprognose für das Gesamtjahr 2026
- Bruttoinvestitionen von 2,4 Mrd. € vor allem in Netzausbau und Offshore-Windkraft

Inhalt

- 1 Kennzahlen des EnBW-Konzerns
- 3 Ausgewählte Kennzahlen Q1–Q2 2026
- 4 Top-Themen Q1–Q2 2026

Konzernzwischenlagebericht

- 6 Geschäftstätigkeit und Strategie
- 9 Im Dialog mit unseren Stakeholdern
- 11 Forschung, Entwicklung und Innovation
- 13 Beschaffung
- 16 Rahmenbedingungen
- 24 Unternehmenssituation des EnBW-Konzerns
- 38 Prognose
- 39 Chancen und Risiken

Konzernhalbjahresabschluss

- 41 Gewinn- und Verlustrechnung
- 42 Gesamtergebnisrechnung
- 43 Bilanz
- 44 Kapitalflussrechnung
- 45 Eigenkapitalveränderungsrechnung
- 46 Anmerkungen und Erläuterungen
- 58 Bescheinigung nach prüferischer Durchsicht
- 59 Versicherung der gesetzlichen Vertreter*innen

Service

- 60 Finanzkalender und Impressum

Alle im Bericht aufgeführten Internetlinks und die darin enthaltenen Informationen waren nicht Gegenstand der prüferischen Durchsicht durch die BDO AG.

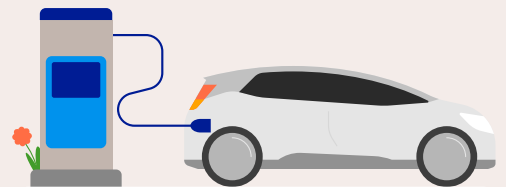
Q1 – Q2 2026

Ausgewählte Kennzahlen

2,3 Mrd. €

Adjusted EBITDA

Der Anteil risikoarmes Ergebnis
am Adjusted EBITDA beträgt 79,1%.



1,6/2,7

LTIF Energie/LTIF gesamt

Wir setzen uns für die kontinuierliche
Verbesserung der Arbeitssicherheit und
den Schutz unserer Arbeitskräfte ein.

> 9.000

eigene Schnellladepunkte (Stand:
Juli 2026) und damit Marktführer in
Deutschland.

Drei Segmente entlang der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette

Wir sind eines der größten integrierten Energieunternehmen in Deutschland und Europa und treiben den Ausbau einer nachhaltigen und zukunftsfähigen Energieinfrastruktur voran. Wir versorgen unsere Kund*innen mit Strom, Gas, Wasser, Wärme sowie Dienstleistungen und Produkten in den Bereichen Energie und Infrastruktur.



**Systemkritische
Infrastruktur**



**Nachhaltige
Erzeugungsinfrastruktur**

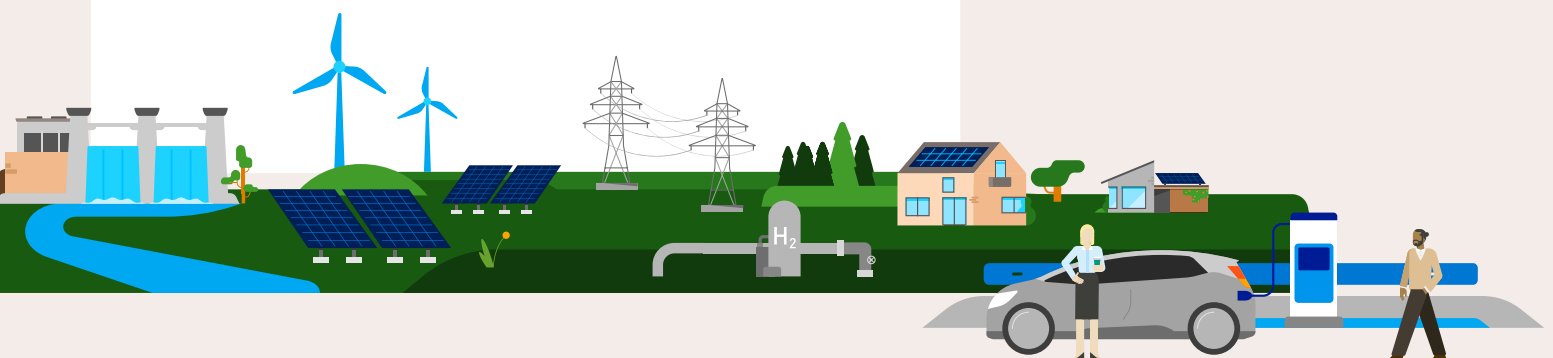


**Intelligente Infrastruktur
für Kund*innen**

2,4 Mrd. €

Bruttoinvestitionen,
davon 82,8% in Wachstumsprojekte.

Von 2024 bis 2030 planen wir bis zu
50 Mrd. € Bruttoinvestitionen in den
Umbau des Energiesystems.



Fortschritte auf dem Weg in die Energiezukunft

Meilensteine für die Energiewende

Von EnBW He Dreht bis Dainbach: Wir treiben den Ausbau der Wind- energie konsequent voran

Beim Offshore-Windpark EnBW He Dreht haben wir einen weiteren Meilenstein erreicht: Bis Ende Juni 2026 waren bereits 59 von 64 Windkraftanlagen installiert. Mit einer Gesamtleistung von 960 MW können rechnerisch rund 1,1 Millionen Haushalte mit Strom versorgt werden. Gleichzeitig stärken wir die wirtschaftliche Basis von He Dreht mit einem weiteren langfristigen Stromabnahmevertrag (Power Purchase Agreement, PPA) mit Google. Parallel bereiten wir mit EnBW Dreckant die nächste Ausbaustufe unseres Offshore-Portfolios vor. Auch an Land wächst unser Windenergieportfolio weiter: Der Onshore-Windpark Dainbach (Baden-Württemberg) ist inzwischen in Betrieb und kann Strom für rund 10.000 Haushalte erzeugen.

Solarenergie weiter ausgebaut

Neue Solarparks, Beteiligung vor Ort und fortschrittliche Ansätze für die Energiezukunft

Wir haben unsere Solarparks Adelsheim, Sigmaringen, Öhringen, Wangen im Allgäu (Baden-Württemberg) und Görlsdorf (Brandenburg) in Betrieb genommen und eingeweiht. Dabei beziehen wir auch die Menschen vor Ort aktiv ein. Beim Solarpark Langenenslingen beispielsweise ist die Bürgerbeteiligung gestartet und bietet den Bürger*innen eine direkte Teilhabe an regionalen Projekten.

Wir haben gemeinsam mit dem Beratungsunternehmen Deloitte auf der Fachmesse Intersolar eine Studie zur Kreislaufwirtschaft vorgestellt. Sie zeigt, wie Reparatur, Wiederverwendung und Recycling im Photovoltaikbereich dazu beitragen können, Kosten zu senken, Ressourcen zu schonen und die Abhängigkeit von kritischen Rohstoffen zu verringern.



Speicherkapazitäten ausgebaut

Batterie- und Pumpspeicher- projekte erreichen wichtige Meilensteine

Im ersten Halbjahr 2026 haben wir unsere Speicherinfrastruktur weiter ausgebaut. In Philippsburg hat der Bau eines großen Batteriespeichers begonnen, gleichzeitig entsteht in Marbach ein weiterer Großspeicher. Beide Anlagen werden Strom aus Wind- und Sonnenenergie flexibler verfügbar machen. Diese Flexibilität schaffen wir auch direkt an unseren Anlagen für erneuerbare Energien: Neue Solarparks statten wir standardmäßig mit Batteriespeichern aus, wie den kürzlich in Betrieb genommenen Solarpark in Öhringen. Batteriespeicher gleichen kurzfristige Schwankungen aus und verschieben Strom in Zeiten höheren Bedarfs, während Gaskraftwerke bei längeren Dunkelflauten steuerbare Leistung bereitstellen. Mit den Revisionsarbeiten an der Schwarzenbachtalesperre haben wir im Rahmen eines Ausbauprojekts einen neuen Kavernenspeicher geschaffen und zugleich die Grundlage für das Pumpspeicherkraftwerk Forbach mit einer Leistung von 77 MW gelegt.

Dekarbonisierung der Strom- und Wärmeerzeugung vorangetrieben

Fortschritte beim Kohleausstieg und beim Aufbau neuer, wasserstofffähiger Kraftwerkskapazitäten

Wir haben weitere Schritte zur Dekarbonisierung unseres Strom- und Wärmeportfolios umgesetzt. Mit dem Verkauf unserer Anteile am Kraftwerk Lippendorf sind wir bereits Ende 2025 vollständig aus der Braunkohleverstromung ausgestiegen. Der Steinkohleblock Heilbronn 7 wurde am 1. März 2026 in die Netzreserve überführt. Stuttgart wird seit der Inbetriebnahme des wasserstofffähigen Gaskraftwerks in Münster kohlefrei versorgt. An den Standorten Heilbronn, Altbach/Deizisau und Walheim machen wir große Baufortschritte, in Obrigheim hat die frühe Öffentlichkeitsbeteiligung zum möglichen Bau eines wasserstofffähigen Gaskraftwerks begonnen. Im Rahmen des StromVKG können nun weitere Investitionen in Kraftwerkskapazitäten erfolgen.

Weiterentwicklung und KI

Qualifizierung für die Energiezukunft

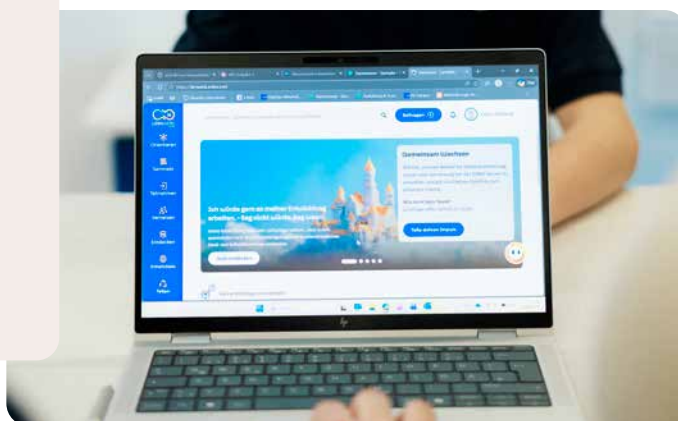
Künstliche Intelligenz (KI) verändert die Arbeitswelt grundlegend und erfordert neue Kompetenzen. Aufgrund der heterogenen Tätigkeitsprofile bei der EnBW setzen wir auf Orientierung, Experimentieren und rollenspezifisches Lernen: Ein KI-Coach zeigt Mitarbeitenden, welche Fähigkeiten sie in ihrer Rolle benötigen, und mit der internen Anwendung LernGPT können sie risikofrei mit KI experimentieren. Zudem stehen auf der zentralen Lernplattform LernWerk mehr als 1.000 Angebote bereit, darunter Digitalkompetenzen, KI-Trainings und Workshops für die Umsetzung von Anwendungsfällen.

Im ersten Halbjahr 2026 fanden rund 1.500 interne Lernveranstaltungen statt, an denen etwa 43.000 Mitarbeitende teilnahmen. Insgesamt hat sich die Lernzeit der Mitarbeitenden im Vergleich zum Vorjahr vervierfacht.

Energiekosten im Blick

Neue Angebote für intelligente Energienutzung und E-Mobilität

Verlässlichkeit ist für unsere Kund*innen auch in einem dynamischen Marktumfeld zentral: Die Preise für Energie bleiben bei der EnBW stabil. Gleichzeitig entwickeln wir unsere Angebote weiter, um unseren Kund*innen noch mehr Transparenz, Komfort und Steuerungsmöglichkeiten zu bieten. Für Haushalte mit E-Auto gibt es einen neuen intelligenten Tarif, wir haben EnBW Mavi im Leistungsumfang erweitert und runden unser Angebot durch den kostenlosen Einbau von Smart Metern ab. Auch beim Ausbau der E-Mobilität machen wir Fortschritte: Mit dem 500. Schnellladestandort an Filialen der REWE Group haben wir einen weiteren Meilenstein für das EnBW-Ladenetz erreicht. Stand Juli 2026 betreiben wir mehr als 9.000 eigene Schnellladepunkte und damit das größte Schnellladernetz in Deutschland. Zusätzlich haben wir mit EnBW collect ein Treueprogramm gestartet, bei dem Nutzer*innen Punkte sammeln und in Ladeguthaben umwandeln.



Konzernzwischenlagebericht

Geschäftstätigkeit und Strategie

Geschäftstätigkeit

Die EnBW ist eines der größten integrierten Energieunternehmen in Deutschland und Europa und versorgt ihre Kund*innen mit Strom, Gas, Wasser, Wärme sowie Dienstleistungen und Produkten in den Bereichen Energie und Infrastruktur. **Nachhaltigkeit** ist ein wesentliches Element unseres Geschäftsmodells und unserer Strategie. Mit unserer Nachhaltigkeitsagenda haben wir uns einen klaren Kompass für unsere künftige Ausrichtung gegeben.

Durch unser **diversifiziertes und integriertes Geschäftsmodell** entlang der gesamten Wertschöpfungskette sehen wir uns robust aufgestellt. Der Ausbau der Verteil- und Transportnetze, der erneuerbaren Energien, der Bau flexibel einsetzbarer Kraftwerke sowie die Weiterentwicklung der Endkundengeschäfte inklusive der E-Mobilität sind die Eckpfeiler unserer Strategie. Unser Geschäftsportfolio zeichnet sich einerseits durch einen hohen Anteil an reguliertem Netzgeschäft und erneuerbaren Energien aus, ergänzt durch marktliche Erzeugungs- und Vertriebsgeschäfte andererseits. Es ist in **drei Segmenten** aufgestellt, in denen wir **folgende Aktivitäten** bündeln:

- Transport und Verteilung von Strom und Gas bilden den Kern des Segments **Systemkritische Infrastruktur**. Die Aktivitäten unserer Netzgesellschaften in diesem Bereich sollen Versorgungssicherheit und Systemstabilität gewährleisten. Die Erbringung netznaher Dienstleistungen und die Wasserversorgung sind weitere Aufgaben in diesem Segment.
- Das Segment **Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur** umfasst unsere Aktivitäten im Bereich erneuerbare und konventionelle Erzeugung, Fernwärme sowie Entsorgung und Energiedienstleistungen. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit werden zusätzlich die in die Netzreserve überführten Kraftwerke vorgehalten. Darüber hinaus sind der Handel mit Strom und Gas, CO₂-Zertifikaten und Brennstoffen, die Speicherung von Gas sowie die Direktvermarktung von Erneuerbare-Energien-Anlagen Bestandteile dieses Segments.
- Das Segment **Intelligente Infrastruktur für Kund*innen** umfasst den Vertrieb von Strom und Gas, die Bereitstellung und den Ausbau von Schnellladeinfrastruktur sowie digitale Lösungen für die E-Mobilität. Außerdem zählen hierzu Aktivitäten im Bereich Telekommunikation und weitere haushaltsnahe Lösungen, zum Beispiel Photovoltaik und Heimspeicher.

Ausführliche Informationen zu unserem Geschäftsmodell finden sich im [Geschäftsbericht 2025³](#).

Zum 30. Juni 2026 bestand der **Vorstand** der EnBW AG aus fünf Mitgliedern. Der Vorstand führt die Geschäfte des Konzerns in gemeinschaftlicher Verantwortung. Neben dem Ressort des Vorstandsvorsitzenden gliedern sich die Aufgaben des Vorstands in die Ressorts „Finanzen“, „Human Resources, Legal und Corporate Real Estate Management“, „Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur“ sowie „Systemkritische Infrastruktur und Kunden“. Vorsitzender des Vorstands ist Dr. Georg Stamatelopoulos und Thomas Kusterer ist stellvertretender Vorstandsvorsitzender.

Im Berichtszeitraum hat der Aufsichtsrat der EnBW Energie Baden-Württemberg AG Dr. Charlotte Beissel mit Wirkung zum 1. Juli 2026 in den Vorstand berufen. Im Zuge ihres bevorstehenden Ruhestands scheidet Colette Rückert-Hennen zum 31. August 2026 vorzeitig aus dem Vorstand aus. Sie wird den Aufsichtsrat bei Sonderprojekten weiterhin beratend unterstützen und bis auf Weiteres ihre bestehenden Aufsichtsratsmandate wahrnehmen. Zum 1. September 2026 wird Dr. Charlotte Beissel das Ressort „Human Resources, Legal und Corporate Real Estate Management“ von Colette Rückert-Hennen übernehmen und zugleich zur Arbeitsdirektorin bestellt.

Der Aufsichtsrat hat zudem 2026 beschlossen, Peter Heydecker für fünf Jahre als Mitglied des Vorstands wieder zu bestellen. Sein noch bis zum 30. April 2027 laufender Vertrag wird mit Wirkung zum 1. Mai 2027 bis einschließlich 30. April 2032 um fünf Jahre verlängert.

Strategie

Strategie EnBW 2030

Als eines der größten integrierten Energieunternehmen in Deutschland und Europa treiben wir den **Ausbau einer nachhaltigen und zukunftsfähigen Energieinfrastruktur entlang der gesamten energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette** voran. Unser Alleinstellungsmerkmal ist unsere integrierte Aufstellung von erneuerbarer und disponibler Erzeugung über Handel, Transport- und Verteilnetze bis hin zu Vertrieb und E-Mobilität.

Mit unserer **Strategie EnBW 2030** halten wir an unserer integrierten Aufstellung fest, die sich in der Vergangenheit als erfolgreich erwiesen hat und mit der wir auch unseren künftigen Erfolg sichern wollen. Wir planen, unsere Investitionen entlang der gesamten Wertschöpfungskette kurz- und mittelfristig deutlich zu verstärken, um unsere Teilhabe am wachsenden und zu transformierenden Energiesystem nachhaltig profitabel zu gestalten.

Im Segment **Systemkritische Infrastruktur** werden unsere Netztöchter sowohl die Transport- als auch die Verteilnetze für Strom, Gas und langfristig Wasserstoff weiter ausbauen. Dabei planen die Gesellschaften, die Netzausbauleistung im Stromnetz bis 2030 gegenüber 2025 deutlich zu steigern. Investitionsschwerpunkte sind hier die Projekte SuedLink und ULTRANET von TransnetBW sowie der Bau der Süddeutschen Erdgasleitung (SEL) von terranets bw. Die SEL wird dabei auch Teil des geplanten nationalen Wasserstoff-Kernnetzes, an dessen Aufbau sich terranets bw und ONTRAS Gastransport beteiligen. Dieses Wasserstoff-Kernnetz soll gemäß den Planungen der Bundesnetzagentur bis spätestens 2037 entstehen.

Im Segment **Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur** liegt der Fokus auf dem Ausbau der erneuerbaren Energien sowie auf flexibel einsetzbaren Kraftwerken und Batteriespeichern. Die Erzeugungskapazität unserer Erneuerbare-Energien-Anlagen soll bis zum Jahr 2030 auf 10 GW bis 11,5 GW anwachsen. Ein wichtiger Meilenstein ist hierbei der Offshore-Windpark EnBW He Dreiht, dessen sukzessive Inbetriebnahme im November 2025 startete. Mit einer Gesamtleistung von 960 MW wird EnBW He Dreiht einer der größten Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee sein. Im Offshore-Bereich entwickeln wir unser Projektportfolio konsequent entlang klar definierter Investitions- und Wirtschaftlichkeitskriterien weiter. Zur gezielten Stärkung unserer Projektpipeline erhielt der Offshore-Windpark EnBW Dreekant (1GW) in der deutschen Nordsee im Sommer 2024 den Zuschlag. Ergänzend hierzu treiben wir die Entwicklung des Offshore-Windprojekts Morven in Schottland mit unserem Projektpartner JERA Nex bp (JNbp) weiter voran. Außerdem bauen wir unser Wind-onshore- und Photovoltaikportfolio weiter aus. Dem steigenden Bedarf an disponibler Erzeugung begegnen wir unter anderem durch die Erweiterung unseres Pumpspeicherkraftwerks in Forbach sowie die im Bau befindlichen Großbatteriespeicher in Marbach und Philippsburg. Gleichzeitig treiben wir die Dekarbonisierung unseres thermischen Erzeugungsportfolios voran, indem wir unsere Kohlekraftwerke durch wasserstofffähige Gaskraftwerke ersetzen. Mit Stuttgart-Münster ging 2025 das erste dieser sogenannten Fuel-Switch-Projekte in Betrieb. Zwei weitere Projekte dieser Art treiben wir an unseren Kraftwerksstandorten Altbach/Deizisau und Heilbronn voran. Unter der Voraussetzung eines geeigneten Investitionsrahmens planen wir am Standort Karlsruhe den Bau eines weiteren modernen Gas- und Dampfturbinen(GuD)-Kraftwerks, das künftig auch mit Wasserstoff betrieben werden kann.

Im Segment **Intelligente Infrastruktur für Kund*innen** bündeln wir unser Endkundengeschäft. In den kommenden Jahren bildet der Bereich E-Mobilität weiterhin einen Wachstumsschwerpunkt. Mit der [EnBW Energiewelt](#) schaffen wir ein ganzheitliches Kundenangebot über einzelne Produkte hinaus.

Im Zeitraum von 2024 bis einschließlich 2030 planen wir **Bruttoinvestitionen** von bis zu 50 Mrd. €. Nach aktueller Planung entfallen davon rund 60 % bis 70 % auf das Segment Systemkritische Infrastruktur. 25 % bis 30 % unserer Investitionen wollen wir im Segment Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur tätigen. Die verbleibenden 5 % bis 10 % sollen in das Segment Intelligente Infrastruktur für Kund*innen fließen, unter anderem in den Ausbau der E-Mobilität. Den weit überwiegenden Teil der Investitionen werden wir in Deutschland realisieren.

Im Jahr 2030 erwarten wir ein **Adjusted EBITDA** von 5,8 Mrd.€ bis 6,6 Mrd.€. Davon entfallen 3,4 Mrd.€ bis 3,7 Mrd.€ auf das Segment Systemkritische Infrastruktur, 2,1 Mrd.€ bis 2,4 Mrd.€ auf das Segment Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur und 0,6 Mrd.€ bis 0,8 Mrd.€ auf das Segment Intelligente Infrastruktur für Kund*innen. Der Anteil des risikoarmen Ergebnisses soll dabei über 70% betragen.

Nachhaltigkeitsagenda

Unser langfristiger Geschäftserfolg orientiert sich an ökonomischen, ökologischen und sozialen Zielen. In einer ersten Phase haben wir Anfang 2022 mit der Umsetzung unserer Nachhaltigkeitsagenda begonnen, unser Profil kontinuierlich geschärft und Nachhaltigkeit zunehmend im Kerngeschäft verankert. Im Frühjahr 2024 haben wir unsere [Nachhaltigkeitsagenda](#)^{*} überarbeitet. Dabei haben wir insbesondere die veränderten Anforderungen durch Gesetzgebung, Wettbewerb, Kapitalmarkt, Gesellschaft und unsere Kund*innen berücksichtigt. Im Rahmen unserer Nachhaltigkeitsagenda verfolgen wir das Ziel, bis 2035 Klimaneutralität in unseren eigenen Emissionen (Scope 1 und 2) zu erreichen. Bis 2040 streben wir Netto-Null-Emissionen für Scope 1 und 2 an, spätestens bis 2050 auch für die Emissionen entlang unserer gesamten Wertschöpfungskette (Scope 3). Die Ausweitung unserer Klimaziele auf langfristige Reduktionsziele für alle Emissionsbereiche markiert einen wichtigen Meilenstein. Unsere Net-Zero-Ziele wurden auf Basis der aktuell gültigen Standards der Science Based Targets initiative (SBTi) entwickelt und erfordern eine physische Emissionsreduktion von mindestens 90% bis 95%, bevor verbleibende Restemissionen ausgeglichen werden. Die Nachhaltigkeitsagenda gliedert sich in zwei strategische Schwerpunkte („Energie des Wandels“ und „Kultur der Nachhaltigkeit“) und definiert 14 Maßnahmen in den Bereichen Environment (E), Social (S) und Governance (G). Die Maßnahmen bilden einen klaren Orientierungsrahmen für die nachhaltige Ausrichtung des Unternehmens und leisten konkrete Wertbeiträge für unser Unternehmen im Zeitraum von 2024 bis 2027. Flankiert werden sie durch ein aktualisiertes [Kommunikations- und Stakeholderkonzept](#)^{*}.

Im ersten Halbjahr 2026 haben wir diese Maßnahmen vorangetrieben; nachstehend finden sich ausgewählte Beispiele:

Entscheidend für den Erfolg unserer Nachhaltigkeitsagenda ist die Erreichung unserer Klimaschutzziele, die wir mit **Maßnahme 2 (CO₂-Reduktion)** verfolgen. Die Erweiterung unserer bestehenden EnBW-Klimaschutzziele zu einer Net-Zero-Zielstellung stellt für uns einen wesentlichen Meilenstein dar. Im Zuge dieser Weiterentwicklung wurden die Reduktionsziele für die vor- und nachgelagerten Emissionen (Scope 3) für das Jahr 2035 erweitert, sodass unsere Zielsetzung nun vollständig mit dem 1,5-Grad-Ziel des Pariser Klimaschutzabkommens konform ist. Flankiert wird diese Zielsetzung durch unseren aktualisierten [Climate Transition Plan](#)^{*} sowie unsere [Umwelt- & Klimaschutz-Policy](#)^{*}. Mit dem Verkauf der EnBW-Anteile am Gemeinschaftskraftwerk Lippendorf Ende 2025 wurde das EnBW-Erzeugungsportfolio braunkohlefrei.

Ziel von **Maßnahme 6 (Kreislaufwirtschaft)** ist es, Materialien sparsam und – sofern verfügbar – in recycelter und/oder recycelbarer Form einzusetzen und so lange wie möglich im Kreislauf zu halten. Wir wollen die Kreislaufwirtschaft als festen Bestandteil in Projektplanung, -entwicklung und -umsetzung verankern. Im Bereich der erneuerbaren Energien haben wir im ersten Halbjahr 2026 ein Pilotprojekt zur Identifikation von Kreislaufwirtschaftsmaßnahmen in der Photovoltaikerzeugung erfolgreich abgeschlossen. Die Ergebnisse sind in einer [Fallstudie](#)^{*} veröffentlicht.

Die Achtung von Menschenrechten ist ein zentraler Grundpfeiler unseres Selbstverständnisses und aus diesem Grund als **Maßnahme 10 (Menschenrechte – insbesondere Lieferkette)** in unserer Nachhaltigkeitsagenda verankert. Mit unserem kontinuierlichen und anlassbezogenen Risikomanagement setzen wir die Anforderungen des Lieferkettensorgfaltspflichtengesetzes (LkSG) zusammen mit unseren Geschäftspartnern um. Im Rahmen eines kontinuierlichen Verbesserungsprozesses entwickeln wir Präventionsmaßnahmen systematisch weiter. Ein vertrauensvoller und fortlaufender Stakeholderdialog ist dabei ebenfalls ein wichtiger Bestandteil unseres Handelns. Darüber hinaus engagieren wir uns aktiv in Initiativen und Netzwerken wie [econsense](#)^{*}, dem [Branchendialog Energiewirtschaft](#)^{*}, dem [UN GCD \(UN Global Compact Netzwerk Deutschland\)](#)^{*} und der [Responsible Commodities Sourcing Initiative \(RECOSI\)](#)^{*}.

Angesichts zunehmender physischer Klimarisiken wie Extremwetterereignisse oder Hitzeperioden ist **Maßnahme 14 (Klimaresilienz)** für unseren langfristigen Geschäftserfolg von zentraler Bedeutung.

Im ersten Halbjahr 2026 haben wir damit begonnen unsere Klimarisikoinvestigation auszuweiten: Aufbauend auf der 2025 abgeschlossenen Analyse des Photovoltaikportfolios bewerten wir standortspezifische Risiken sowie anlagenspezifische Schwachstellen unseres Portfolios im Bereich Erzeugung und Netzinfrastruktur. Für die Bewertung nutzen wir eine standortbasierte Analyseplattform auf Grundlage der vom Weltklimarat (IPCC) veröffentlichten Klimaszenarien. Die Erkenntnisse aus der Analyse dienen einerseits der Erfüllung regulatorischer Anforderungen und fließen andererseits sowohl in unser integriertes Risikomanagement als auch in unseren Investitionsentscheidungsprozess und unsere Planungsprozesse ein. Dadurch trägt die Maßnahme maßgeblich zur Steigerung der Klimaresilienz unserer Neuprojekte und unseres Unternehmens bei.

Im Dialog mit unseren Stakeholdern

Aktie und Kapitalmarkt

Die beiden Großaktionäre der EnBW AG, das Land Baden-Württemberg und der Zweckverband Oberschwäbische Elektrizitätswerke (Zweckverband OEW) halten beide jeweils 47 % des Grundkapitals über ihre jeweiligen Beteiligungsgesellschaften. Bei der Kapitalerhöhung mit einem Emissionserlös von 3,1 Mrd. € im Juli 2025 übten die Hauptanteilseigner ihre Bezugsrechte vollumfänglich aus. Auch darüber hinaus nutzten unsere Aktionäre ihre Bezugsrechte in großem Umfang. Die Kapitalerhöhung stellt einen bedeutenden Meilenstein zur Finanzierung des Investitionsprogramms der EnBW dar und stärkt zugleich nachhaltig die Kapitalstruktur.

Die EnBW verfügt über eine stabile und langfristig orientierte Aktionärsbasis, der Streubesitz und damit das Handelsvolumen der Aktie sind entsprechend begrenzt. Zum 30. Juni 2026 lag der Börsenkurs der Aktie laut Xetra bei 69,20 €. Die detaillierte Aktionärsstruktur ist wie folgt:

Aktionäre der EnBW

Anteile in %	30.6.2026 ^{1,2}	30.6.2025 ¹
OEW Energie-Beteiligungs GmbH	47,0	46,8
NECKARPRI-Beteiligungsgesellschaft mbH	47,0	46,8
Badische Energieaktionärs-Vereinigung	2,4	2,5
Gemeindeelektrizitätsverband Schwarzwald-Donau	0,9	1,0
Neckar-Energieverband (NEV)	0,6	0,6
EnBW Energie Baden-Württemberg AG ³	1,7	2,1
Sonstige Aktionäre	0,3	0,4

1 Abweichung zu 100% aufgrund von Rundungen.

2 Nach Abschluss der Kapitalerhöhung.

3 Eigene Aktien.

Wir pflegen einen kontinuierlichen und offenen Dialog mit den Teilnehmer*innen des Kapitalmarkts mit dem Ziel, das Vertrauen von Investor*innen, Analyst*innen und Ratingagenturen in das Unternehmen zu stärken. Im Rahmen der Roadshow nach der Veröffentlichung des Geschäftsberichts führten der Finanzvorstand und das Investor-Relations-Team im März und April 2026 Gespräche mit über 40 Investor*innen in Deutschland, Frankreich, Großbritannien und den Niederlanden. Darüber hinaus standen wir im ersten Halbjahr auf Kapitalmarktkonferenzen und Investorenveranstaltungen – einschließlich ESG-orientierter Formate – mit rund 60 Investor*innen im Austausch zu unserer Geschäftsentwicklung, Markttrends und dem energiepolitischen Umfeld in Deutschland.

Unsere ordentliche Hauptversammlung fand am 7. Mai 2026 als virtuelle Veranstaltung statt. Die Aktionäre stimmten dem Vorschlag von Vorstand und Aufsichtsrat zu, eine Dividende von 1,70 € je berechnete Aktie für das Geschäftsjahr 2025 auszuschütten. Bezogen auf die dividendenberechtigten Aktien entspricht dies einer Ausschüttung von rund 551,5 Mio. €. Die Dividende wurde am 12. Mai 2026 ausgezahlt. Die Anteilseigner stimmten auch allen weiteren Tagesordnungspunkten mit großer Mehrheit zu. Dabei wurden die vorgeschlagenen Anteilseignervertreter*innen in den Aufsichtsrat gewählt.

Corporate Citizenship und gesellschaftliche Aktivitäten

Wir engagieren uns in den Bereichen [Bildung, Soziales, Umwelt sowie Kunst und Kultur](#)⁹. Im Fokus stehen dabei gesellschaftliche Wirkung, Jugend- und Nachwuchsförderung, Klimaschutz sowie die Stärkung des Ehrenamts in unseren Kernregionen. Unsere Aktivitäten beziehen sich auf Themen wie soziale Teilhabe, Gesundheit, nachhaltige Mobilität, verantwortungsvolles Engagement und die Einbindung unserer Mitarbeitenden.

Mit dem **EnBW MacherBus** unterstützen wir auch 2026 gemeinnützige Projekte vor Ort. Über ein Bewerbungsverfahren mit Juryauswahl und öffentlichem Onlinevoting wählten wir Initiativen aus, die Barrierefreiheit, Inklusion, Umwelt- und Tierschutz sowie den sozialen Zusammenhalt stärken. Die drei meistgewählten Projekte erhielten je einen Umsetzungstag mit freiwillig engagierten EnBW-Mitarbeitenden und bis zu 5.000 € Förderung; weitere Projekte unterstützen wir mit Spenden. Zusätzlich vergab die Jury einen Sonderpreis an die Kurpfalz-Werkstatt Lebenshilfe für die Schaffung eines naturnahen, barrierefreien Erlebnisgartens. Der EnBW MacherBus verbindet finanzielle Unterstützung, Corporate Volunteering und lokale Wirkung.

Die **EnBW RadChallenge** fand im Mai und Juni 2026 erstmals konzernweit statt. Rund 1.300 Mitarbeitende sammelten sechs Wochen lang Fahrradkilometer und leisteten damit einen Beitrag zu Gesundheitsförderung, nachhaltiger Mobilität und Klimaschutz. Das Ziel von 400.000 km wurde mit 467.858 km übertroffen. Pro Kilometer spendeten wir 10 Cent an die Tafeln in Baden-Württemberg, insgesamt 46.786 €, zur Unterstützung von Menschen in wirtschaftlich schwierigen Situationen. Die EnBW RadChallenge zeigt, wie wir Mitarbeitende in unser gesellschaftliches Engagement einbinden und CO₂-arme Mobilität fördern.

Mit der **EnBW-Trikotaktion** stärken wir 2026 erneut die lokale Vereinslandschaft in Deutschland. Eingetragene Vereine konnten sich um einen Trikot- oder Shirtsatz bewerben und diesen online individuell gestalten. Die Aktion richtet sich nicht nur an Sportteams, sondern auch an inklusive, kulturelle und soziale Vereine. Aus mehr als 6.500 Bewerbungen erhielten bis Mitte Juli über 1.000 Vereine ihre Gewinnbenachrichtigung. Die Trikots und Shirts bestehen aus ausgewählten, langlebigen Materialien und tragen das JAKO FAIR Label. Damit verbinden wir soziale und ökologische Aspekte unseres Engagements und berücksichtigen verantwortungsvolle Lieferketten. Mit der Aktion möchten wir außerdem Chancengerechtigkeit, Teilhabe, Ehrenamt und Nachhaltigkeitsbewusstsein unterstützen.

Für Kindergärten und Grundschulen in Baden-Württemberg stellen wir mit der **EnBW-Klima- und EnergieBOX** weiterhin Experimentiermaterialien zur Verfügung. Im ersten Halbjahr 2026 wurden 50 Stück verlost.

Forschung, Entwicklung und Innovation

Forschung und Entwicklung

Ziel unserer Forschung und Entwicklung ist, Technologietrends frühzeitig zu erkennen, ihr wirtschaftliches Potenzial zu bewerten und Know-how zusammen mit den Geschäftseinheiten auszubauen. Zu diesem Zweck führen wir gemeinsam mit Partnern oder Kund*innen Pilot- und Demonstrationsprojekte direkt am Ort ihres späteren Einsatzes durch. So werden erfolgreiche Forschungsprojekte zu Innovationen für unser Unternehmen.

Induktives Laden: Wir erforschen, wie E-Mobilität durch kabelloses, induktives Laden vereinfacht und die Reichweite erhöht werden kann. Im Juni 2026 haben wir das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderte Projekt Charging Next Generation abgeschlossen. Dabei haben wir prototypisch gezeigt, wie sich induktive Ladepunkte in die Elektrifizierung großer Parkflächen für Pkw einbeziehen lassen. Schwerpunkte waren die Identifikation der Fahrzeuge, die Leistungsmessung und die intelligente Verteilung der Ladeleistung.

Netzorientiertes Laden: In dem 2026 gestarteten Projekt [FlexCharge BW – NETZlabor E-Lkw*](#) testet unsere Tochter Netze BW, wie sich große E-Lkw-Flotten intelligent laden lassen – mit zuverlässiger Versorgung für die Logistik und mit geringerer Belastung für das Stromnetz. Gemeinsam mit zwei Logistikpartnern erproben wir im Alltag, wie Ladezeiten, Netzkapazitäten und Tourenplanung besser zusammenspielen. Die E-Lkw laden bevorzugt dann, wenn im Stromnetz freie Kapazitäten vorhanden sind – ohne die Abläufe in der Logistik zu verändern.

Wasserstoff aus erneuerbaren Energien: Wie wir unseren Kund*innen auch gasförmige Energieträger CO₂-frei und bezahlbar zur Verfügung stellen können, erforschen wir unter anderem im [Reallabor H₂-Wyhlen*](#) unserer Tochtergesellschaft naturenergie. Im ersten Halbjahr 2026 wurde die Anlage fertiggestellt, im Juli folgte die Produktion des ersten Kilogramms Wasserstoff. Bis zum geplanten kommerziellen Betrieb im Jahr 2027 schließt sich im zweiten Halbjahr 2026 die Inbetriebnahmephase an.

Innovation

Innovationen, die den Umbau der Energieinfrastruktur unterstützen, sind ein fester Bestandteil unseres unternehmerischen Handelns. Unsere Innovationsaktivitäten basieren auf einem konzernweiten Innovationsbereich sowie einem Venture-Capital-Ansatz. Wir konzentrieren unsere Aktivitäten auf Fokusthemenfelder wie zum Beispiel Smart Grid, Digitales Energiemanagement und Handel, Connected Home sowie Mobilität. In diesen **Fokusthemenfeldern** stimmen wir die Innovationsstrategie mit den Geschäftseinheiten Netze, Erzeugung, Vertrieb und E-Mobilität ab.

Konzern-Innovationsbereich

Das Innovationsteam versteht sich als strategischer Partner und aktiver Innovationstreiber im Konzern. Gemeinsam mit den Geschäftseinheiten entwickeln und implementieren wir markt- und bedarfsgerechte **Innovationsstrategien**. Durch den Einsatz moderner und etablierter Innovationswerkzeuge wie zum Beispiel Foresighting, Venture Clienting und Venture Investment treiben wir [Innovationen*](#) in der EnBW voran.

Foresighting und **Trend Intelligence** unterstützen uns dabei, relevante Entwicklungen in Technologie, Start-up-Landschaft und Gesellschaft frühzeitig zu erkennen. Diese Erkenntnisse bilden die Grundlage für die strategische Planung sowie die Entwicklung von Services, Produkten und Geschäftsmodellen in enger Abstimmung mit unseren Geschäftseinheiten.

Gemeinsam mit den Geschäftseinheiten initiieren wir über unseren **Venture-Clienting-Ansatz** Kooperationen mit Start-ups als Pilot- und Entwicklungspartner. Dabei schaffen wir die Basis für langfristige Geschäftsbeziehungen und Zugang zu neuen Technologien. Zusätzlich tätigen wir strategische Investitionen in frühphasige Start-ups und Technologieunternehmen. Wir steuern und ergänzen unser Beteiligungsportfolio für die Herausforderungen des Energiesystems der Zukunft.

Darüber hinaus sind wir als Teil des [Energy Launchpads*](#) in ein Ökosystem an der Schnittstelle von Forschung, Innovation und Unternehmertum eingebunden. Gemeinsam mit Partnern bringen wir Wissenschaft und Industrie aus der DACH-Region zusammen, um europäische Technologien und Start-ups zu fördern. Spin-offs und Start-ups erhalten dabei Unterstützung beim Markteintritt und bei der Skalierung ihrer Ideen.

Zu Beginn des Jahres 2026 haben wir unser Portfolio bereinigt und das Unternehmen **metiundo**, an dem wir uns 2023 erstmals beteiligt hatten, aufgrund des perspektivisch hohen Investitionsbedarfs veräußert. Eine weitere operative und strategische Zusammenarbeit des Konzerns mit metiundo bleibt davon unberührt.

Venture-Capital-Ansatz

Die **EnBW New Ventures (ENV)** verantwortet die Finanzierung externer Start-ups nach der Corporate-Venture-Capital-Logik der EnBW. Die ENV unterstützt Unternehmer*innen, die Lösungen für digitale und nachhaltige Infrastruktur entwickeln. Den Gründer*innen bietet die ENV Zugang zu professionellem Investor-Know-how und einem Kunden- und Lieferantennetzwerk in den Bereichen Energie und Infrastruktur. Bisher hat die ENV in 24 Start-ups und vier Venture-Capital-(VC-)Fonds investiert und sieben erfolgreiche Exits sowie eine Mehrheitsübernahme durch die EnBW realisiert. Durch das sogenannte Evergreen-Geschäftsmodell mit einem initialen Investitionsvolumen von 100 Mio. € können Erlöse aus dem Verkauf von Start-up-Anteilen wieder in neue Unternehmen investiert werden. Im ersten Halbjahr 2026 hat die ENV in das Start-up Elephant Company sowie den VC-Fonds Auxxo Female Catalyst Fund investiert.

[Elephant*](#) ist eine KI-gestützte Plattform zur Optimierung von Arbeitsabläufen in operativen Unternehmen. Die Lösung kombiniert mobile und interaktive Schulungen, einen KI-Assistenten sowie eine Kommunikationsplattform. Unternehmen können damit ihre Prozesse effizienter gestalten und die Produktivität ihrer Teams im täglichen Betrieb steigern. Elephant unterstützt insbesondere Mitarbeitende ohne festen Büroarbeitsplatz dabei, die Anforderungen der digitalen Transformation zu bewältigen. Die Plattform reduziert zudem Wissensverlust („Brain Drain“) in Unternehmen, indem sie Erfahrungswissen aus Köpfen, Dokumenten und Einzelsystemen in jederzeit verfügbares, KI-gestütztes Wissen für operative Teams überführt.

[Auxxo Female Catalyst Fund*](#) investiert gemeinsam mit weiteren Investor*innen in vielversprechende europäische Pre-Seed- und Seed-Start-ups, die von Frauen gegründet wurden. Ziel des Fonds ist es, die Beteiligung von Frauen als Gründerinnen und Investorinnen im Venture-Capital-Umfeld zu stärken. Auxxo setzt dabei auf ein starkes Netzwerk, langjährige Erfahrung und ein hohes persönliches Engagement. Für die ENV ergibt sich dadurch die Möglichkeit, sich an späteren Finanzierungsrunden erfolgreicher Start-ups zu beteiligen.

Beschaffung

Effiziente und nachhaltige Beschaffungsprozesse

Der Zentraleinkauf der EnBW AG trägt zur wirtschaftlichen, sicheren und nachhaltigen Umsetzung unserer Unternehmensstrategie bei. Er bündelt Markt-, Lieferanten- und Beschaffungsexpertise, achtet auf die Einhaltung gesetzlicher und interner Anforderungen und unterstützt die wirtschaftliche Realisierung zentraler Investitionsvorhaben. Angesichts des hohen Bedarfs an Investitionen in Netze, Erzeugungskapazitäten und Infrastruktur stärkt der Einkauf die Wettbewerbs- und Transformationsfähigkeit der EnBW.

Die **Beschaffungsmärkte** waren im ersten Halbjahr 2026 insgesamt stabil. Globale politische Unsicherheiten, handelspolitische Spannungen und temporäre Störungen wichtiger internationaler Handelsrouten, etwa im Umfeld der Straße von Hormus, wirkten sich bislang nicht wesentlich auf die zentralen Beschaffungsaktivitäten der EnBW AG aus. Relevante Risiken in kritischen Lieferketten überwacht der Einkauf fortlaufend digital, um frühzeitig Gegenmaßnahmen einleiten zu können. Die Preise wichtiger Rohstoffe lagen insgesamt auf einem steuerbaren Niveau. In einzelnen Märkten waren jedoch Nachfrageeffekte bei Verfügbarkeit und Preisgestaltung erkennbar.

Die Marktgegebenheiten in der disponiblen und erneuerbaren **Erzeugung** waren weiterhin durch hohe Nachfrage, begrenzte Verfügbarkeiten und veränderte Lieferantenmärkte geprägt, insbesondere bei Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken, Instandhaltungsleistungen sowie wasserstofffähigen Kraftwerkslösungen. Gleichzeitig sicherte der Einkauf durch stabile Lieferantenbeziehungen, alternative Lieferketten und kontinuierliche Marktbeobachtung zentrale Bedarfe in den Bereichen Onshore-Wind, Photovoltaik und Offshore-Wind ab und trägt damit zu Bezahlbarkeit, Versorgungssicherheit und Umsetzungsfähigkeit geplanter Projekte bei.

Für den Einkauf blieb entscheidend, kurzfristig rückläufige Marktpreise von längerfristig wirksamen Lieferkettenengpässen differenziert zu bewerten. Im **Tief- und Netzbau** führte die rückläufige Nachfrage aus dem kommunalen Umfeld zu einem intensiveren Wettbewerb.

Die Beschaffung der EnBW ist durch den insgesamt **hohen Bedarf an Investitionen** geprägt, unter anderem in den Netzausbau und die erneuerbaren Erzeugungskapazitäten. Im Fokus steht die frühzeitige Analyse, wie Investitionsvolumina marktgerecht, wirtschaftlich und risikobewusst platziert werden können. Nachhaltigkeitsaspekte werden dabei zunehmend systematisch in Beschaffungsstrategien, Ausschreibungen und Lieferantenentscheidungen integriert.

In den operativen Beschaffungsprozessen bleiben Nachhaltigkeitsaspekte wichtig. Die **Berücksichtigung von CO₂-Emissionen ist in ausgewählten Warengruppen** bereits Standard. Im Berichtszeitraum wurden ergänzende Pilotprojekte zur Weiterentwicklung und Ausweitung des Ansatzes erfolgreich abgeschlossen.

Ein wirksames **Lieferantenmanagement** ist ein zentraler Hebel für Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit, Qualität und Nachhaltigkeit. Der Einkauf entwickelt die Lieferantenbasis bedarfsgerecht weiter – durch gezielte Diversifizierung, Bündelung oder Vertiefung strategischer Partnerschaften. Transparente Leistungsbewertungen, strukturierte Lieferantendialoge und gemeinsame Verbesserungsmaßnahmen stärken die Zusammenarbeit mit Lieferanten und Dienstleistern. Der European Energy Supply Chain Summit im Februar 2026 bot erneut eine Plattform für den branchenübergreifenden Austausch zu resilienten, bezahlbaren und nachhaltigen Lieferketten.

Die Achtung von Menschenrechten und der Schutz der Umwelt sind zentrale Grundpfeiler unseres Selbstverständnisses. Zur Sicherung des Selbstverständnisses verlangen wir von unseren Lieferanten eine Zustimmung zu unserem Lieferantenkodex, dem Supplier Code of Conduct (SCoC). Gemeinsam mit unseren Geschäftspartnern haben wir im ersten Halbjahr 2026 an **nachhaltigeren Lieferketten durch mehr Transparenz** gearbeitet. Die Erkenntnisse aus Risikoanalysen, Lieferantendialogen und Vor-Ort-Auditierungen fließen in Beschaffungsentscheidungen, Lieferantentwicklungen sowie die Verbesserung unserer Maßnahmen und Prozesse ein. Der Beschaffungsprozess wird weiterhin nach sozialen und ökologischen Gesichtspunkten ausgerichtet. Über den Dialog mit unseren Lieferanten und unmittelbaren Geschäftspartnern hinaus engagieren wir uns

in Brancheninitiativen wie dem Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW), um Nachhaltigkeitsstandards zu harmonisieren und die Wirksamkeit beschaffungsspezifischer Maßnahmen durch Bündelung weiter zu stärken.

Im ersten Halbjahr 2026 haben wir unsere Prozesse zur Umsetzung der Anforderungen des **Lieferkettensorgfaltspflichtengesetzes (LkSG)** im Einkauf überprüft und durch spezifische Kennzahlen zur datengestützten Steuerung weiter optimiert. Das LkSG verpflichtet deutsche Unternehmen, die Kernelemente unternehmerischer Sorgfalt in der eigenen Wertschöpfung und gegenüber Lieferanten zu etablieren.

Zur weiteren **Umsetzung der digitalen Agenda** der EnBW führte der Einkauf im Berichtszeitraum eine umfangreiche Ausschreibung im IT- und Beratungsumfeld durch und schuf damit die Grundlage für leistungsfähige, wirtschaftliche und zukunftssichere Partnerstrukturen.

Digitalisierung und Automatisierung bleiben zentrale Hebel, um Beschaffungsprozesse effizienter, transparenter und skalierbarer zu gestalten. Der Zentraleinkauf nutzt entsprechende Initiativen, um wiederkehrende Beschaffungsaktivitäten zu vereinfachen, Datenqualität zu verbessern und Compliance-Anforderungen wirksamer in die Prozesse zu integrieren.

Verantwortungsvolle Rohstoffbeschaffung im Bereich Kohle

Im Hinblick auf die CO₂-Reduktionsziele der Bundesregierung werden wir **Steinkohle schrittweise durch klimafreundlichere Energieträger ersetzen**. Die wichtigsten Meilensteine hierfür sind die Umsetzung der Fuel-Switch-Projekte und der geplante Kohleausstieg bis zum Jahr 2028, sofern entsprechende Rahmenbedingungen erfüllt sind. Für die nächsten Jahre bleibt Steinkohle jedoch als Energieträger bei der EnBW noch eine relevante Größe, um eine sichere und wirtschaftliche Stromversorgung zu gewährleisten. Eine [verantwortungsvolle Rohstoffbeschaffung](#), insbesondere im Bereich Kohle, ist für uns im Zuge der Stärkung des nachhaltigen Einkaufs daher von wesentlicher Bedeutung.

Herkunft der Kohlelieferungen an EnBW-Kraftwerke

in Mio. t	1.1.– 30.6.2026	1.1.– 30.6.2025
Kolumbien	0,7	1,1
USA	0,4	0,5
Südafrika	0,1	0,1
Gesamt	1,2	1,7

Hohe Erdgaspreise sowie eine begrenzte Einspeisung beziehungsweise Verfügbarkeit von Strommengen aus erneuerbaren Energien in den Tagesrand- und Nachtstunden erforderten im ersten Halbjahr 2026 einen verstärkten Einsatz kohlebetriebener Kraftwerke zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Ungeachtet dieser Umstände gingen die Liefermengen an die im kommerziellen Betrieb stehenden EnBW-Kohlekraftwerke im Berichtszeitraum deutlich zurück. Grund hierfür ist die Überführung von Block 7 des Steinkohlekraftwerks Heilbronn in die Netzreserve. Die Anlage ist damit nicht mehr Teil unseres kommerziellen Portfolios und wird nur noch bei Bedarf zur Netzstabilisierung angefordert.

Wir prüfen und bewerten die Einhaltung von Nachhaltigkeitsmindeststandards bei unseren Kohlelieferanten auf Grundlage der [EnBW-Verhaltensgrundsätze](#) für die verantwortungsvolle Beschaffung von Steinkohle und anderen Rohstoffen. Durch eine Nachhaltigkeitsklausel (CSR-Klausel) in allen Direktverträgen zur Kohlebeschaffung verpflichten wir unsere Lieferanten zur Einhaltung menschenrechtlicher und umweltbezogener Sorgfaltspflichten gemäß diesen Verhaltensgrundsätzen. Die Nachhaltigkeitsperformance unserer Kohlelieferanten überprüfen wir jährlich und anlassbezogen. Bei neuen Vertragsabschlüssen werden die umfassenden Geschäftspartnerprüfungen in einem internen Ausschuss für die verantwortungsvolle Beschaffung von Steinkohle und anderen Rohstoffen (AVB) unter Beteiligung der Fachbereiche Credit Risk Handel, Compliance, Umwelt und Nachhaltigkeit

vorgestellt. Falls es bei bestehenden Lieferverträgen Abweichungen von unseren Mindeststandards gibt, werden entsprechende Verbesserungsmaßnahmen beschlossen. Zudem erfolgt ein kontinuierliches Monitoring der Umsetzung dieser Maßnahmen, sowohl intern als auch extern im Dialog mit den Lieferanten und weiteren lokalen Stakeholdern aus den Beschaffungsgebieten.

Seit 2020 sind wir Mitglied der [Responsible Commodities Sourcing Initiative \(RECOSI\)](#)* – ehemals Bettercoal. Die dort durchgeführten unabhängigen Überprüfungen inklusive der RECOSI-Verbesserungspläne (Continuous Improvement Plans) fließen in unsere Bewertungen der Geschäftspartner ein. Gegenwärtig sind wir bei RECOSI vor allem in der Arbeitsgruppe Kolumbien aktiv. Seit 2023 sind wir zudem in der Arbeitsgruppe Südafrika tätig. Wir setzen uns dafür ein, dass sich weitere Kohleproduzenten aus verschiedenen Ländern von RECOSI überprüfen lassen. Daneben nutzen wir die Plattform zum Austausch mit Produzenten, Vertreter*innen der Zivilgesellschaft, Regierungsangehörigen, Länder- und Menschenrechtsexpert*innen sowie weiteren Stakeholdern.

Verantwortungsvolle Rohstoffbeschaffung im Bereich Gas

Im ersten Halbjahr 2026 bezogen wir Erdgas hauptsächlich über **Lieferverträge aus Norwegen**, Algerien und vom europäischen Großhandelsmarkt. Zusätzlich kauften wir verflüssigtes Erdgas (Liquefied Natural Gas, LNG) auf globalen Märkten, um unseren Gasbezug zu erweitern.

LNG spielt eine wichtige Rolle, um die Gasversorgung in Deutschland als Übergangslösung zu sichern. Im LNG-Terminal in Stade ist bereits die Umstellung von verflüssigtem Erdgas auf wasserstoffbasierte Energieträger wie Ammoniak geplant.

Unsere **Due-Diligence-Maßnahmen** im Bereich Gas entwickeln wir ständig weiter. Im Mittelpunkt steht dabei eine umfassende Prüfung aller direkten Gaslieferanten, bevor sie als Geschäftspartner der EnBW akzeptiert werden.

Als zentrale Präventionsmaßnahme der menschenrechtlichen Due Diligence in der Gasbeschaffung engagieren wir uns bei **RECOSI** im sogenannten Gas Programme. Dort prüfen wir, wie bewährte Vorgaben zur menschenrechtlichen Sorgfaltspflicht aus der Kohlebeschaffung auch auf die Beschaffung von LNG übertragen werden können.

Im **Branchendialog Energiewirtschaft** diskutieren wir mit verschiedenen Stakeholdern über die Risiken in unseren Liefer- und Wertschöpfungsketten, einschließlich der Lieferkette Gas.

Rahmenbedingungen

Gesamtwirtschaftliche Entwicklung

Konjunktur

Das makroökonomische Umfeld war im ersten Halbjahr 2026 von geopolitischen Unsicherheiten, volatilen Energie- und Rohstoffmärkten sowie einer moderaten Wachstumsdynamik geprägt. Nach Einschätzung des Internationalen Währungsfonds erhöhte insbesondere der Konflikt im Iran die Risiken für globale Energie-, Handels- und Finanzströme. An den Energiemärkten kam es zeitweise zu deutlichen Preisbewegungen, vor allem bei Öl und Gas.

Der Internationale Währungsfonds prognostizierte im April 2026 für das Gesamtjahr 2026 ein reales Wachstum der Weltwirtschaft von 3,1% und eine globale Inflationsrate von 4,4%. Für 2027 erwartete der Internationale Währungsfonds ein Wachstum von 3,2% und einen Rückgang der globalen Inflation auf 3,7%. Zugleich überwogen aus Sicht des Internationalen Währungsfonds die Abwärtsrisiken für die globale Wachstumsprognose, insbesondere aufgrund geopolitischer Spannungen, energiepreisbezogener Risiken, handelsbezogener Unsicherheiten und Finanzierungsbedingungen.

Im Euroraum blieb die wirtschaftliche Dynamik verhalten. Die jährliche Inflationsrate im Euroraum, gemessen am harmonisierten Verbraucherpreisindex, lag nach Angaben von Eurostat im Mai 2026 bei 3,2%. Der Rat der Europäischen Zentralbank erhöhte im Juni 2026 die drei Leitzinssätze um jeweils 25 Basispunkte und verwies dabei auf inflationssteigernde Wirkungen des Nahostkonflikts.

In Deutschland stieg das preis-, saison- und kalenderbereinigte Bruttoinlandsprodukt im ersten Quartal 2026 um 0,3% gegenüber dem Vorquartal. Für Deutschland prognostizierte das ifo Institut in seiner Sommerprognose 2026 ein reales Wachstum von 0,8% sowie eine Verbraucherpreisinflation von 2,9% im Gesamtjahr 2026. Für 2027 erwartete das ifo Institut ebenfalls ein Wachstum von 0,8% und eine Inflationsrate von 2,7%.

Für unser Geschäft sind in diesem Umfeld insbesondere drei Faktoren relevant: die Entwicklung der Großhandelspreise für Strom, Gas und CO₂-Zertifikate, die zeitweise erhöhte Volatilität an den Energiemärkten sowie das Zins- und Inflationsniveau als Rahmenbedingung für Investitionen und Finanzierung. Preis- und Mengenrisiken aus dem Strom- und Gasgeschäft steuern wir über unsere Beschaffungs- und Handelsstrategie. Investitions- und Finanzierungsentscheidungen treffen wir unter Berücksichtigung der Markt-, Zins- und Inflationsentwicklung im Rahmen des konzernweiten Risikomanagements.

Zinsentwicklung

Während die Inflationsrate im Euroraum im Januar 2026 bei 1,7% lag, stieg sie in den Folgemonaten deutlich an und erreichte im Mai 2026 3,2%, insbesondere aufgrund gestiegener Energiepreise infolge der Konflikte im Nahen Osten. Im Juni ging die Inflationsrate auf 2,8% zurück, während Dienstleistungen und Energie weiterhin die maßgeblichen Treiber der Inflation im Euroraum blieben.

Die Europäische Zentralbank (EZB) hielt die Einlagenfazilität zunächst bei 2,0% und erhöhte sie im Juni 2026 angesichts des gestiegenen Inflationsdrucks um 0,25 Prozentpunkte auf 2,25%. Die höheren Geldmarktzinsen wirkten sich positiv auf die Zinserträge aus kurzfristig angelegten Liquiditätsbeständen aus. Gleichzeitig erhöhten sich die Zinsaufwendungen für variabel verzinsliche Finanzierungen aufgrund der höheren Referenzzinssätze. Durch einen hohen Anteil festverzinslicher Finanzierungen blieben die Auswirkungen für die EnBW begrenzt. Die langfristigen Zinsen bewegten sich mit einigen Schwankungen weitgehend seitwärts. So lag die Rendite zehnjähriger Bundesanleihen im Juni 2026 bei 2,8% nach 2,9% zu Jahresbeginn.

Segmentübergreifende Rahmenbedingungen

Klimaschutz

Die **deutschen Klimaziele** bleiben unverändert: Die Treibhausgasemissionen sollen bis 2030 um 65% und bis 2040 um 88% gegenüber 1990 sinken. Laut aktuellem Projektionsbericht können die Ziele für 2030 voraussichtlich noch knapp erreicht werden, während für die Folgejahre deutliche Zielverfehlungen erwartet werden. Insbesondere die Bereiche Verkehr und Gebäude bleiben hinter den Vorgaben zurück, während die Energiewirtschaft ihre Sektorziele deutlich übertreffen dürfte. Vor diesem Hintergrund hat die Bundesregierung 2026 das gesetzlich vorgesehene Klimaschutzprogramm mit 67 Maßnahmen vorgelegt. Im Energiesektor umfasst es unter anderem zusätzliche Ausschreibungen für Windenergie an Land sowie die Fortsetzung der Bundeszuschüsse zur Senkung der Netzentgelte. Nach Einschätzung des Expertenrats für Klimafragen reicht die Minderungswirkung des Programms jedoch nicht aus, um die Klimaziele sicher zu erreichen.

Im Juli 2026 wurde das **Gesetz zur Sicherung der Versorgungssicherheit Strom und zur Bereitstellung neuer Kapazitäten (StromVKG)** verabschiedet. Damit werden wesentliche Elemente der ursprünglichen Kraftwerksstrategie gesetzlich verankert. Das Gesetz sieht Ausschreibungen für insgesamt 9 GW neue Langzeitkapazitäten im Jahr 2026 sowie für weitere 2 GW Erzeugungskapazitäten im Jahr 2027 vor. Im Rahmen der Langzeitkapazitäten sollen unter anderem wasserstofffähige Gaskraftwerke berücksichtigt werden. Darüber hinaus sind eine regionale Steuerung des Kraftwerkszubaues sowie gesonderte Ausschreibungen zur Dekarbonisierung geplant. Die vorgesehenen Maßnahmen sind für uns von hoher strategischer Relevanz, da sie zum Umbau unseres konventionellen Erzeugungsportfolios beitragen und insbesondere Investitionen in wasserstofffähige Gaskraftwerke ermöglichen.

Der Aufbau einer **nationalen Wasserstoffinfrastruktur** ist ein weiterer Baustein zur Dekarbonisierung der Strom- und Wärmeversorgung. Wir investieren über unsere Tochtergesellschaften in das Wasserstoff-Kernnetz. Die Fertigstellung eines ersten Abschnitts der Süddeutschen Erdgasleitung (SEL) durch terranets bw im ersten Halbjahr 2026 markiert dabei einen wichtigen Umsetzungsschritt. Ergänzend zum Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur entwickeln sich die regulatorischen Rahmenbedingungen für den Wasserstoffhochlauf weiter. Das Wasserstoffbeschleunigungsgesetz wurde im Februar 2026 vom Bundestag beschlossen und soll die Genehmigungsverfahren für Wasserstoffinfrastruktur vereinfachen. Eine weitere Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) zur Umsetzung der Gasbinnenmarktrichtlinie soll die Voraussetzungen für den Umbau von Gasverteilnetzen sowie den Aufbau von Wasserstoffspeichern und Importinfrastruktur schaffen. Das Inkrafttreten des delegierten Rechtsakts für kohlenstoffarmen Wasserstoff schafft weitere Voraussetzungen für die Wasserstofferzeugung. Mit der Umsetzung der europäischen Renewable Energy Directive III (RED III) in deutsches Recht und der Einführung einer RFNBO-Unterquote (Renewable Fuels of Non-Biological Origin) für den Verkehrssektor wurden die regulatorischen Rahmenbedingungen für eine gesicherte Nachfrage nach dekarbonisiertem beziehungsweise nachhaltig erzeugtem Wasserstoff weiter verbessert. Damit wurde mehr Planungssicherheit für den Markthochlauf geschaffen. Insgesamt ist ein erfolgreicher Wasserstoffhochlauf für die Investitionen der EnBW in das Kernnetz sowie in wasserstofffähige Gaskraftwerke wichtig.

Aus unserer Sicht ist die weitere Ausgestaltung des **Förderrahmens für erneuerbare Energien** für die Investitionsplanung von wesentlicher Bedeutung, da die beihilferechtliche Genehmigung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) Ende 2026 ausläuft. Am 29. Juli 2026 hat das Bundeskabinett den Gesetzentwurf zum EEG 2027 beschlossen, das parlamentarische Verfahren folgt nach der Sommerpause. Von besonderer Bedeutung sind dabei die geplanten Änderungen des Förderdesigns, einschließlich neuer Absicherungs- und Erlösregulierungsmechanismen. Gleichzeitig sorgen weitere regulatorische Vorhaben für Unsicherheit. Dazu zählen insbesondere die Diskussionen um den sogenannten Redispatchvorbehalt im Netzanschlusspaket sowie Überlegungen der Bundesnetzagentur, im Rahmen des AgNes-Prozesses (Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom) erneuerbare Energien an Netzausbaukosten zu beteiligen. Zusammen mit anhaltenden Kostensteigerungen in den Lieferketten erschweren diese offenen Rahmenbedingungen die Planung und Wirtschaftlichkeit künftiger Projekte, insbesondere solcher mit einer Inbetriebnahme nach 2026.

Die **Windenergie auf See** steht derzeit vor besonderen regulatorischen Herausforderungen, die eine Novelle des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) erforderlich machen. Der Handlungsbedarf zeigt sich unter anderem daran, dass in den beiden jüngsten Auktionsrunden keine Gebote eingingen und weitere Ausschreibungen für 2026 abgesagt wurden. Im Kern steht die geplante Einführung zweiseitiger Differenzverträge (Contracts for Difference, CfD), um die Investitionsrisiken zu minimieren und zugleich die von der Europäischen Kommission geforderte Übererlösabschöpfung (Clawback) zu implementieren. Darüber hinaus wird über Anpassungen bei der Risikoverteilung zwischen Projektentwicklern und Übertragungsnetzbetreibern beim Netzanschluss beraten. Gleichzeitig besteht für die in den Ausschreibungen der Jahre 2023 bis 2025 bezuschlagten Projekte mit einer Leistung von rund 16 GW weiterhin Anpassungsbedarf bei den regulatorischen Rahmenbedingungen. Hintergrund sind veränderte Kostenbedingungen sowie die geplante Einführung neuer Fördermechanismen. Die weitere Entwicklung der Rahmenbedingungen ist daher für uns von zentraler Bedeutung, da sie sowohl die Umsetzung künftiger Offshore-Windprojekte als auch die wirtschaftlichen Voraussetzungen für ein bereits bezuschlagtes Offshore-Windvorhaben beeinflusst.

Mit der Umsetzung der RED III in deutsches Recht wurden Beschleunigungsgebiete für die **Windenergie an Land** eingeführt. Aufgrund unbestimmter Rechtsbegriffe werden viele Windenergiegebiete auf Planungsebene nicht als Beschleunigungsgebiete ausgewiesen. Zudem wird die angestrebte Beschleunigungswirkung innerhalb dieser Gebiete durch Detailregelungen konterkariert, was dem Ziel der Verfahrensbeschleunigung zuwiderläuft. Darüber hinaus beeinträchtigen zunehmend pauschale Nachtabschaltungen zum Fledermausschutz die Wirtschaftlichkeit neuer Windenergieprojekte. Mangels bundeseinheitlicher Regelungen gelten in den Flächenländern unterschiedliche Vorgaben, wobei Behörden mit ihren Abschaltvorgaben teilweise noch darüber hinausgehen. Entsprechende Abschaltvorgaben betreffen in der Regel jedes neue Windenergieprojekt.

Mit der Novelle des **Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes (KSpG)** wurde der regulatorische Rahmen für CCS- und CCU-Anwendungen erweitert. Das Gesetz ermöglicht die Abtrennung, den Transport, die Nutzung sowie die unterirdische Einlagerung von Kohlendioxid unter dem Meeresboden (CCS/CCU) und eröffnet den Bundesländern zugleich die Möglichkeit, eine Speicherung an Land zuzulassen. Die Regelungen richten sich insbesondere an Bereiche mit schwer vermeidbaren Emissionen, während Kohlekraftwerke ausgeschlossen sind und Gaskraftwerke weiterhin eine Option bleiben. Zudem werden der Aufbau der erforderlichen Infrastruktur sowie der grenzüberschreitende Transport von CO₂ erleichtert. Für eine vollständige Umsetzung sind jedoch weitere Konkretisierungen des Rechtsrahmens sowie die formale Ratifizierung von Artikel 6 des Londoner Protokolls erforderlich. Wir begrüßen die Gesetzesnovelle, sehen jedoch keine Anwendung für die Dekarbonisierung von Gaskraftwerken. CCS und CCU können nach unserer Auffassung insbesondere für Bereiche mit schwer vermeidbaren Emissionen sowie für die Nutzung von blauem Wasserstoff an Bedeutung gewinnen.

Energiepolitik Europa

Auf europäischer Ebene bleibt die Klima- und Energiepolitik weiterhin dynamisch. Zahlreiche Überarbeitungen des bestehenden Rechtsrahmens sind angestoßen oder angekündigt und prägen die regulatorischen Rahmenbedingungen für die EnBW.

Das im Dezember 2025 veröffentlichte **EU Grids Package** befindet sich derzeit im ordentlichen europäischen Gesetzgebungsverfahren. Aus unserer Sicht sind insbesondere die vorgesehene Beschleunigung des Netzausbaus durch schnellere Genehmigungsverfahren, das Repowering bestehender Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie die Digitalisierung und Beschleunigung von Netzanschlussbegehren relevant. Der Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens wird bis Dezember 2026 erwartet. Bis dahin bringen wir uns weiterhin in den Prozess ein.

Im März 2026 hat die Europäische Kommission den **Industrial Accelerator Act (IAA)** vorgestellt. Ziel ist laut Kommission die Stärkung der Industrie und eine Reindustrialisierung in Europa. Für uns ergeben sich Auswirkungen insbesondere aus den vorgesehenen verpflichtenden nachhaltigen und europäischen Beschaffungsvorgaben für öffentliche Stellen und Unternehmen. Da diese Vorgaben im Energiebereich nur für Unternehmen mit öffentlichem Mehrheitseigentümer gelten sollen, könnten die vorgesehenen Regelungen zu unterschiedlichen Anforderungen für öffentliche und private Unternehmen führen. Wir setzen uns daher für eine Gleichbehandlung öffentlicher und privater Unternehmen bei der Erfüllung der Resilienzverpflichtungen aus dem IAA ein. Zudem

sprechen wir uns für eine Bewertung der vorgeschlagenen Maßnahmen hinsichtlich Wirksamkeit und Umsetzbarkeit aus – insbesondere vor dem Hintergrund der für September 2026 geplanten Überarbeitung der EU-Richtlinie für die öffentliche Auftragsvergabe, die eine Vereinfachung der Vergabeverfahren zum Ziel hat. Nach aktuellem Zeitplan der EU-Institutionen soll das ordentliche Gesetzgebungsverfahren für den IAA im Dezember 2026 abgeschlossen werden.

Für uns ist die weitere Ausgestaltung des **europäischen Emissionshandelssystems (EU ETS)** von besonderer Bedeutung, da es die Investitionsbedingungen im Bereich erneuerbarer Erzeugungsanlagen beeinflusst. Dabei sollten die Herausforderungen der industriellen Transformation ebenso berücksichtigt werden wie die Wahrung von Investitionsanreizen für bereits realisierte Emissionsminderungen. Das EU ETS leistet zudem einen wichtigen Beitrag zur Absicherung der Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Erzeugungsanlagen. Eine belastbare Einschätzung zum weiteren Zeitplan des Gesetzgebungsverfahrens ist derzeit nicht möglich.

Die für Herbst 2026 angekündigte Überarbeitung der **Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED)** wird die energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen für die Zeit nach 2030 wesentlich prägen. Die Festlegung eines Ziels für den Anteil erneuerbarer Energien im Jahr 2040 könnte die langfristige Investitions- und Planungssicherheit im Bereich erneuerbarer Energien erhöhen.

Segment Systemkritische Infrastruktur

Im März 2026 haben die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) den zweiten Entwurf zum **Netzentwicklungsplan Strom 2025–2037/2045 (NEP Version 2025)** veröffentlicht. In drei Szenarien werden Anforderungen an ein Zielnetz für das Stützjahr 2037 sowie das Jahr 2045, in dem Deutschland die Klimaneutralität erreichen soll, beschrieben. Die Szenarien zeigen unterschiedlich hohe Grade der Wasserstoffnutzung und Elektrifizierung. Die wesentliche Änderung im Vergleich zum NEP Version 2023 ist die Erweiterung der Spannbreite der drei Szenarien. Die im Jahr 2045 installierten Erneuerbare-Energien-Erzeugungskapazitäten, vor allem Photovoltaik und Wind, bewegen sich zwischen 530 GW und 700 GW. Hier wurde die Spannbreite um etwa 100 GW nach unten erweitert. Die installierten Kapazitäten aus konventioneller Erzeugung liegen zwischen 75 GW und 95 GW und damit 30 GW bis 50 GW oberhalb der bisherigen Spannbreite. Auch die Spannbreite beim Stromverbrauch wurde um gut 100 TWh auf 870 TWh bis 1.200 TWh im Jahr 2045 nach unten erweitert. Trotz der in Szenario A nach unten erweiterten Bandbreite steigt der Netzausbaubedarf an Land gegenüber den in allen drei Szenarien identischen Netzbaumaßnahmen des NEP Version 2023 leicht an. Vor allem Kostensteigerungen für Netzbaumaßnahmen führen dazu, dass das Investitionsvolumen bis 2045 um knapp 40% steigt. Es wird erwartet, dass die Bundesnetzagentur (BNetzA) den NEP Version 2025 bis Ende 2026 endgültig bestätigt. Im Juni 2026 haben die ÜNB den Szenariorahmenentwurf für den NEP Version 2027 veröffentlicht. Darin zeichnet sich eine Verringerung der Bandbreite der Szenarien ab. Szenario A und B beschreiben bis 2045 sehr ähnliche Entwicklungen wie im NEP Version 2025. Szenario C mit dem höchsten Strombedarf und größten Erzeugungspark wird nach unten korrigiert.

TransnetBW ist an zwei Großprojekten zur **Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)** beteiligt, um Windstrom aus dem Norden Deutschlands in den Süden zu bringen. Im Projekt **ULTRANET** verantwortet TransnetBW den südlichsten Abschnitt von Nordrhein-Westfalen nach Philippsburg. Dort befindet sich die bereits in Betrieb genommene Konverterstation, die schon jetzt zur Netzstabilisierung eingesetzt wird und so zur Systemsicherheit in Baden-Württemberg beiträgt. Bis Dezember 2025 wurden 41,6 km des insgesamt 42 km langen Abschnitts fertiggestellt. Im Projekt **SuedLink** werden in Kooperation mit TenneT zwei HGÜ-Leitungen von Schleswig-Holstein nach Bayern und Baden-Württemberg realisiert. Die Bauarbeiten für den SuedLink-Konverter in Leingarten haben begonnen und liegen im Zeitplan für die vorzeitige Inbetriebnahme des Converters im Jahr 2026. Im Oktober 2025 hat die BNetzA die Planfeststellung für den achten Abschnitt abgeschlossen. Somit befinden sich nun alle von TransnetBW verantworteten Abschnitte in der Bauphase.

Der **Smart-Meter-Roll-out** in Deutschland hat 2025 deutlich an Dynamik gewonnen. Nach der Auswertung der BNetzA waren zum 31. Dezember 2025 bundesweit 23,3% der quotenrelevanten Pflichteinbaufälle mit intelligenten Messsystemen ausgestattet; damit wurde die gesetzliche Zwischenmarke von 20% im Bundesdurchschnitt erreicht. Gleichzeitig zeigt die Auswertung weiterhin deutliche Unterschiede zwischen den Messstellenbetreibern. Vor allem kleinere Messstellen-

betreiber liegen im Durchschnitt noch unterhalb der Zielquote. Wir sind einerseits über unsere Verteilnetzesellschaften selbst am Roll-out beteiligt, andererseits ist der Hochlauf von Smart Metern Voraussetzung für das Angebot neuer, intelligenter Produkte im Vertrieb. Im EnBW-Konzern haben alle Verteilnetzesellschaften die Roll-out-Quote von 20% bis Ende 2025 übertroffen.

Im Juni 2026 haben die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) den **Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025–2037/2045** veröffentlicht. Innerhalb des EnBW-Konzerns waren terranets bw und ONTRAS Gastransport an der Ausarbeitung beteiligt. Die betrachteten Szenarien enthalten erstmals gemeinsame, übergreifende Annahmen – beispielsweise zu Standorten von Kraftwerken und Elektrolyseuren –, anhand derer die Netzentwicklungsplanungen für das Stromübertragungsnetz und für das Gas- und Wasserstoffnetz konsistent zueinander erfolgen können. Der Netzausbauvorschlag der FNB enthält alle Maßnahmen, die in allen drei modellierten Szenarien bis 2037 benötigt werden. Für Methan umfasst der Netzausbauvorschlag Maßnahmen mit einer Gesamtlänge von 670 km. Für Wasserstoff werden in Summe 7.040 km Netzbaumaßnahmen vorgeschlagen, wovon etwa die Hälfte auf die Umwidmung bestehender Methanleitungen für den Wasserstofftransport entfällt.

Für Baden-Württemberg geht der **NEP Gas** bis 2030 von steigenden Gastransportkapazitäten aus, insbesondere für die Versorgung von neuen Gaskraftwerken, die einen bedarfsgerechten Ausbau des Gastransportnetzes von terranets bw erfordern. Die Süddeutsche Erdgasleitung (SEL) wird als erste größere Erdgaspipeline in Baden-Württemberg mit Anbindung an die europäischen Transportrouten wasserstofffähig umgesetzt und schafft damit die Voraussetzungen für die CO₂-neutrale Energieversorgung des Wirtschaftsstandorts Baden-Württemberg. Der erste von insgesamt fünf Abschnitten der SEL von Heilbronn nach Löchgau wurde bereits in Betrieb genommen. Zwei weitere Abschnitte von Löchgau nach Esslingen und von Heidelberg nach Heilbronn befinden sich derzeit im Bau und sollen bis Ende 2026 fertiggestellt werden.

Die BNetzA modernisiert mit dem **NEST-Prozess (Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.)** den regulatorischen Rahmen für Verteil- und Fernleitungsnetze. Ab der fünften Regulierungsperiode, die 2028 beginnt, gelten neue Regelungen für Kapitalverzinsung, Effizienzvergleiche und Kostenstrukturen. Ziel ist ein Regulierungsrahmen, der die Transformation der Netzwirtschaft im Zuge des Umbaus des Energiesystems aktiv vorantreibt und Investitionen in zukunftsfähige Netze ermöglicht. Die Konsultationsprozesse wurden Anfang 2026 abgeschlossen, die endgültigen Festlegungen der BNetzA insbesondere bezüglich der Kapitalverzinsung werden für Gasnetze bis Ende 2026 und für Stromnetze 2027 erwartet.

62,7%

Anteil der erneuerbaren Energien an der installierten Nettoleistung zur Stromerzeugung in Deutschland (Stand: 7/2026, Quelle: Energy-Charts).

Segment Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur

Installierte Nettoleistung zur Stromerzeugung in Deutschland¹

in GW	2026	2025	2024	2023	2022
Solar	113,8	107,7	92,4	82,7	67,6
Wind onshore	70,0	68,2	63,6	61,0	58,0
Wind offshore	10,6	9,7	9,2	8,5	8,2
Biomasse	9,0	9,0	9,0	9,0	8,9
Wasserkraft ²	5,9	5,9	5,6	5,6	5,4
Gas	35,3	35,3	35,6	36,3	34,3
Steinkohle	15,4	15,4	15,6	17,5	19,0
Braunkohle	14,8	14,8	15,1	15,1	18,7
Kernenergie	–	–	–	–	4,1
Öl	3,8	3,8	3,8	4,0	4,7
Sonstige, nicht erneuerbar	2,3	2,3	2,3	–	–
Gesamt ³	280,9	272,0	252,1	239,6	228,7

1 Quelle: Fraunhofer ISE (www.energy-charts.de) | Stand: 14.7.2026.

2 Anpassung der Werte 2023 bis 2025 der installierten Leistung durch die EnBW.

3 Abweichung aufgrund von Rundungen.

Erneuerbare Energien

Deutschland

Im ersten Halbjahr 2026 lag der Anteil erneuerbarer Energien an der gesamten Stromerzeugung bei 60,5% und damit leicht über dem angepassten Vorjahresniveau von 58,5%.

Wind onshore

In den ersten sechs Monaten 2026 wurden in Deutschland neue Onshore-Windparks mit einer Leistung von rund 1,8 GW installiert. Die Stromerzeugung aus Onshore-Windenergie stieg auch aufgrund etwas günstigerer Windbedingungen um rund 9% gegenüber dem Vorjahreszeitraum. Die Ausschreibungen in den ersten Auktionen des Jahres waren mehr als doppelt überzeichnet, die durchschnittlichen Vergütungssätze sanken auf zuletzt 5 ct/kWh gegenüber durchschnittlich 6,6 ct/kWh im letzten Jahr. Diese Rahmenbedingungen erschweren die Umsetzung neuer Onshore-Windprojekte in Deutschland.

Wind offshore

In Deutschland wurde im ersten Halbjahr 2026 kein neuer vollständiger Offshore-Windpark in Betrieb genommen. Mit der teilweisen Inbetriebnahme von EnBW He Dreiht und Borkum Riffgrund 3 hat Deutschland die Marke von 10 GW installierter Offshore-Windkraftleistung überschritten. Die Erzeugung aus Offshore-Windparks stieg im ersten Halbjahr gegenüber dem Vorjahreszeitraum um 24%. Die für 2026 geplanten Ausschreibungen für Offshore-Windenergieanlagen wurden mit der Änderung des Flächenentwicklungsplans 2025 vom 30. Januar 2026 in das Ausschreibungsjahr 2027 verschoben.

Photovoltaik

Im ersten Halbjahr 2026 wurden Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von rund 6 GW installiert. Um das staatliche Ausbauziel von 215 GW bis 2030 zu erreichen, ist ein jährlicher Zubau von knapp 22 GW notwendig. Die Ausschreibung im März war deutlich überzeichnet. Bei einem Ausschreibungsvolumen von 2,3 GW betrug die eingereichte Gebotsmenge 4,6 GW. Der durchschnittliche Zuschlagswert stieg um 0,1 ct/kWh im Vergleich zum Vorjahr, der zulässige Höchstwert für Gebote sank im selben Zeitraum von 6,8 ct/kWh auf 5,79 ct/kWh.

Frankreich

Mit unserer Tochtergesellschaft Valeco sind wir in Frankreich in den Bereichen Wind onshore, Photovoltaik und Batteriespeicher aktiv. Trotz politischer Unsicherheiten erwarten wir weiterhin ein dynamisches Wachstum der erneuerbaren Energien. Im Offshore-Bereich haben wir an ersten Ausschreibungen für schwimmende Windparks teilgenommen und bereiten weitere Ausschreibungsphasen vor. Die Aktivitäten werden von der EnBW Valeco Offshore in Paris zentral gesteuert.

Schweden und Dänemark

Wir haben mit der Eurowind Energy A/S eine Vereinbarung über den Verkauf unserer schwedischen Wind- und Solaraktivitäten – gebündelt in unserer Tochtergesellschaft EnBW Sverige AB – unterzeichnet. Die Transaktion umfasst Onshore-Windparks mit einer Gesamtleistung von rund 120 MW sowie eine Projektentwicklungspipeline im Bereich der erneuerbaren Energien. Mit diesem Schritt ziehen wir uns aus den nordischen Märkten zurück, um unsere Ressourcen gezielt auf unsere Kernmärkte und den Umbau der Energieinfrastruktur in Deutschland zu konzentrieren. Obwohl der schwedische Energiemarkt attraktive Standortbedingungen und ein wachsendes Umfeld für erneuerbare Energien bietet, war unsere Rolle dort begrenzt. Der Vollzug der Transaktion steht unter dem Vorbehalt der üblichen behördlichen Genehmigungen und wird im dritten Quartal 2026 erwartet. Bereits Anfang des Jahres hatten wir unsere dänischen Aktivitäten an die Eurowind Energy A/S verkauft.

Türkei

Unser Joint Venture mit Borusan zählt zu den führenden Akteuren auf dem türkischen Windenergiemarkt und betreibt Windparks mit rund 780 MW Gesamtleistung. Darüber hinaus betreibt das Joint Venture ein Wasserkraftwerk mit 50 MW und Photovoltaikanlagen mit insgesamt 103 MW. Die Türkei verfügt über ein erhebliches ungenutztes Potenzial für erneuerbare Energien, insbesondere in den Bereichen Onshore-Windenergie und Photovoltaik. Wir halten den türkischen Markt weiterhin für attraktiv, beobachten aber die politischen und wirtschaftlichen Entwicklungen in der Türkei sehr sorgfältig.

Konventionelle Erzeugung: Markt- und Brennstoffpreise

Großhandelsmarkt Strom

Im ersten Halbjahr 2026 lag der durchschnittliche Spotmarktpreis für Strom mit rund 99 €/MWh um etwa 8 €/MWh über dem Vorjahresniveau. Der Terminmarktpreis stieg gegenüber dem Jahresdurchschnitt 2025 um rund 1 €/MWh auf etwa 89 €/MWh. Wesentliche Treiber waren höhere Gas-, Kohle- und CO₂-Notierungen sowie leicht gestiegene Einsatzzeiten thermischer Kraftwerke. Die weitere Entwicklung der Strompreise hängt insbesondere von den Brennstoff- und CO₂-Preisen, der Zusammensetzung des Stromerzeugungsmix sowie den energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen ab.

Preisentwicklung Strom (EPEX), Grundlastprodukt Base

in €/MWh	Durchschnitt H1 2026	Durchschnitt H1 2025
Spot ¹	98,67	90,37
Rollierender Frontjahres- preis ¹	89,44	88,25

¹ Vorjahreszahl angepasst.

Preisentwicklung Erdgas an der TTF (niederländischer Großhandelsmarkt)

in €/MWh	Durchschnitt H1 2026	Durchschnitt H1 2025
Spot	42,81	41,20
Rollierender Frontjahres- preis	33,51	36,08

Gasmarkt

Zu Jahresbeginn führten niedrige Temperaturen und eine erhöhte Heiznachfrage zu sinkenden Speicherständen und steigenden Gaspreisen, insbesondere am Spotmarkt. Mit mildereren Temperaturen ab Mitte Februar 2026 ging die Nachfrage zurück und die Speicherlage entspannte sich zunächst.

Ende Februar sorgte die Eskalation des Konflikts zwischen den USA, Israel und dem Iran für erhebliche Störungen der LNG-Lieferketten. Insbesondere die weitgehende Einstellung der LNG-Exporte aus Katar und den Vereinigten Arabischen Emiraten sowie die Beschädigung von LNG-Produktionskapazitäten in Katar führten zu deutlichen Preisanstiegen und wiederholten Preisspitzen. Nach dem Waffenstillstandsabkommen Mitte Juni nahm Katar die LNG-Produktion und die Exporte teilweise wieder auf, wodurch die Gaspreise zunächst nachgaben. Anfang Juli verschärfte sich die Lage jedoch erneut infolge von Angriffen auf Schiffe vor Oman und einer weitgehenden Unterbrechung des Schiffsverkehrs in der Straße von Hormus.

Die ausbleibenden LNG-Lieferungen aus Katar und den Vereinigten Arabischen Emiraten reduzierten das weltweite Angebot zunächst vor allem in Asien, im weiteren Verlauf jedoch zunehmend auch in Europa. Infolgedessen gingen die LNG-Importe nach Europa zurück, was die Befüllung der Gasspeicher belastete. Die Speicherstände lagen deutlich unter den Vorjahreswerten und erreichten teilweise historische Tiefstände für die Jahreszeit. Die vergleichsweise hohe Gasproduktion in Norwegen konnte diesen Effekt nicht kompensieren.

Kohlemarkt

Die Frontjahrespreise API #2 bewegten sich im ersten Halbjahr 2026 zwischen 96 US\$/t und 135 US\$/t, während die Spotpreise in einer Bandbreite von 90 US\$/t bis 140 US\$/t schwankten. Zu Jahresbeginn beeinflusste vor allem die Ankündigung Indonesiens, die Kohleproduktion und damit die Exportmengen zu reduzieren, die Preisentwicklung.

Ab Ende Februar prägten die Auswirkungen des Konflikts zwischen dem Iran und den USA die Märkte. Zwar waren die physischen Kohlelieferungen nur begrenzt betroffen, jedoch führten steigende Erdgas- und LNG-Preise zu einer höheren Kohlenachfrage in der Stromerzeugung. Zusätzlich wirkten höhere Frachtraten infolge gestiegener Treibstoffkosten preistreibend. Im weiteren Verlauf prägten vor allem wechselnde Erwartungen zur Entwicklung der Öl- und LNG-Exporte aus der Golfregion die Kohlepreise. Unterstützung erhielten die Kohlepreise zudem durch eine höhere Stromnachfrage in Teilen Asiens sowie eine geringere Verfügbarkeit von Kernenergie in Südkorea.

Preisentwicklung Kohle

in US\$/t	Durchschnitt H1 2026	Durchschnitt H1 2025
Kohle – API #2, rollierender Frontjahres- preis ¹	115,25	109,21
Kohle – API #2, Spotmarkt- preis ¹	111,32	108,35

¹ Vorjahreszahl angepasst.

Gegen Ende des Halbjahres führten Erwartungen einer Entspannung des Konflikts und einer vollständigen Öffnung der Straße von Hormus zu rückläufigen Preisen. Entsprechend fielen die Frontjahrespreise wieder auf das Niveau vor Beginn des Krieges. Diese Erwartungen erwiesen sich im Nachgang als verfrüht. Die Terminmarktpreise für 2026 und 2027 signalisierten Ende Juni eine über die Zeit sinkende Preiserwartung, da ein Ende des Konflikts zunehmend eingepreist wurde.

Entwicklung der Preise für Emissionszertifikate/Tagesquotes

in €/t CO ₂	Durchschnitt H1 2026	Durchschnitt H1 2025
EUA – rollierender Frontjahrespreis	77,05	72,56

CO₂-Zertifikate

Der Preis für EUA-Zertifikate lag im ersten Halbjahr 2026 mit rund 77 €/t CO₂ um etwa 4,50 €/t CO₂ über dem Vorjahresniveau. Treiber waren vor allem die infolge der Krise im Nahen Osten gestiegenen Gaspreise. Während die zunehmende Angebotsverknappung von Zertifikaten langfristig für einen Aufwärtsdruck auf die Preise spricht, dämpft das am 17. Juli 2026 veröffentlichte ETS-Review die Erwartungen an die künftige Preisentwicklung.

Segment Intelligente Infrastruktur für Kund*innen

Der Hochlauf der **E-Mobilität** schreitet weiter voran. Nach Angaben des Kraftfahrt-Bundesamts waren zum 1. Januar 2026 in Deutschland 2.034.260 rein elektrisch betriebene Pkw (BEV) und 1.122.958 Plug-in-Hybride als Bestand registriert. Im ersten Halbjahr 2026 wurden 368.006 BEV und 163.793 Plug-in-Hybride neu zugelassen. Dies entspricht Anteilen von 24,8% beziehungsweise 11,0% an den gesamten Pkw-Neuzulassungen. Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum nahmen die Neuzulassungen von BEV um 48,0% und die von Plug-in-Hybriden um 17,9% zu. Die fortschreitende Marktdurchdringung vergrößert kontinuierlich unsere potenzielle Kundenbasis. Das daraus resultierende steigende Absatzpotenzial stützt den operativen Geschäftsverlauf unseres E-Mobilitäts-Geschäftsfelds. Die EnBW mobility+ betreibt bereits heute das größte Schnellladnetz in Deutschland, investiert in dessen weiteren Ausbau und macht über die gleichnamige App auch das grenzüberschreitende Laden in weiten Teilen Europas möglich. Die Entwicklung von Neuzulassungen und Bestand der E-Fahrzeuge beobachten wir fortlaufend und berücksichtigen diese beim Ausbau unseres Ladenetzes.

Die Bundesregierung verfolgt das Ziel, **Glasfasernetze** flächendeckend bis in jede Wohnung auszubauen. Die anstehende Novellierung des Telekommunikationsgesetzes (TKG) soll Telekommunikationsanbietern den Ausbau von Gebäuden und Wohnungen mit Glasfaser erleichtern. Im Gegenzug müssen Telekommunikationsnetzbetreiber ihre Infrastruktur verstärkt für Wettbewerber öffnen. Marktteilnehmenden bietet dies neue Vermarktungsmöglichkeiten, zugleich nimmt der Wettbewerbs- und Regulierungsdruck zu. Laut einer Studie von Dialog Consult sollen bis Ende 2026 32 Millionen Haushalte sowie kleine und mittlere Unternehmen in Deutschland Zugang zu Glasfasernetzen haben (sogenannte Homes Passed) und 12,5 Millionen Haushalte tatsächlich an das Glasfasernetz angeschlossen sein (sogenannte Homes Connected). Dies entspräche einer Steigerung von zwei Millionen Homes-Connected-Glasfaseranschlüssen gegenüber dem Vorjahr. Um die Entwicklung hin zu einer gigabitfähigen Infrastruktur zu unterstützen, sind unsere Tochtergesellschaften aktiv: die Plusnet bundesweit sowie die NetCom BW mit Fokus auf Baden-Württemberg und dem angrenzenden Bayern.

Unternehmenssituation des EnBW-Konzerns

Zieldimension Finanzen und Strategie

Ertragslage

Strom- und Gasabsatz gegenüber dem Vorjahr gesunken

Stromabsatz (ohne Systemkritische Infrastruktur)

in Mrd. kWh	Nachhaltige Erzeugungsin- frastruktur		Intelligente Infrastruktur für Kund*innen		Gesamt (ohne Systemkritische Infrastruktur)		Veränderung in %
	1.1.– 30.6.2026	1.1.– 30.6.2025	1.1.– 30.6.2026	1.1.– 30.6.2025	1.1.– 30.6.2026	1.1.– 30.6.2025	
Privat- und Gewerbekunden (B2C)	0,0	0,0	7,0	7,0	7,0	7,0	0,0
Geschäfts- und Industrie- kunden (B2B)	0,0	0,0	7,0	7,6	7,0	7,6	-7,9
Handel	29,7	39,9	0,0	0,0	29,7	39,9	-25,6
Gesamt¹	29,7	39,9	14,1	14,6	43,7	54,5	-19,8

¹ Abweichung aufgrund von Rundungen.

Der Stromabsatz lag im ersten Halbjahr 2026 unter dem Vorjahreswert. Der Stromabsatz im Privat- und Gewerbekundengeschäft (B2C) bewegte sich dabei auf dem Niveau des Vorjahreszeitraums. Der Absatz an Geschäfts- und Industriekunden (B2B) ging bei mehreren Vertriebsgesellschaften und damit auch im Konzern zurück. Im Handel verringerte sich der Absatz gegenüber dem Vorjahreszeitraum aufgrund gesunkener Handelsaktivitäten. Deren Auswirkungen auf die Ertragskraft des Unternehmens sind jedoch begrenzt.

Gasabsatz (ohne Systemkritische Infrastruktur)

in Mrd. kWh	Nachhaltige Erzeugungsin- frastruktur		Intelligente Infrastruktur für Kund*innen		Gesamt (ohne Systemkritische Infrastruktur)		Veränderung in %
	1.1.– 30.6.2026	1.1.– 30.6.2025	1.1.– 30.6.2026	1.1.– 30.6.2025	1.1.– 30.6.2026	1.1.– 30.6.2025	
Privat- und Gewerbekunden (B2C)	0,0	0,0	8,1	7,9	8,1	7,9	2,5
Geschäfts- und Industrie- kunden (B2B)	0,0	0,0	57,7	51,9	57,7	51,9	11,2
Handel	142,3	199,5	1,2	1,1	143,5	200,6	-28,5
Gesamt	142,3	199,5	67,0	60,9	209,3	260,4	-19,6

Der Gasabsatz verringerte sich im ersten Halbjahr 2026 gegenüber dem Vorjahreszeitraum. Im Privat- und Gewerbekundengeschäft (B2C) stieg der Gasabsatz dabei leicht an. Auch der Absatz an Geschäfts- und Industriekunden (B2B) lag witterungsbedingt über dem Niveau des Vorjahreszeitraums. Im Handel verringerte sich hingegen der Absatz gegenüber dem Vorjahreszeitraum aufgrund gesunkener Handelsaktivitäten. Deren Auswirkungen auf die Ertragskraft des Unternehmens sind jedoch begrenzt.

Außenumsatz gegenüber dem Vorjahr gestiegen

Außenumsatz nach Segmenten

in Mio. € ¹	1.1.– 30.6.2026	1.1.– 30.6.2025	Veränderung in %	1.1.– 31.12.2025
Systemkritische Infrastruktur	3.931,7	3.537,4	11,1	7.074,3
Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur	8.463,6	6.804,8	24,4	13.953,6
Intelligente Infrastruktur für Kund*innen	6.714,7	7.134,2	-5,9	13.329,8
Sonstiges/Konsolidierung	22,1	21,8	1,4	32,3
Gesamt	19.132,1	17.498,2	9,3	34.390,0

¹ Nach Abzug von Strom- und Energiesteuern.

Korrespondierend zum Umsatz hat sich in allen Segmenten der Materialaufwand entsprechend entwickelt.

Systemkritische Infrastruktur: Der Umsatz des Segments Systemkritische Infrastruktur lag im ersten Halbjahr 2026 über dem Niveau des Vorjahres. Ursächlich hierfür sind insbesondere höhere Erlöse aus der Netznutzung durch die Einpreisung der Rückflüsse aus gestiegenen Investitionen in Projekte, die in den Netzentwicklungsplänen enthalten sind.

Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur: Der Umsatz des Segments Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur erhöhte sich im ersten Halbjahr 2026 gegenüber dem Vorjahreszeitraum vor allem infolge eines höheren Preisniveaus im Gashandelsgeschäft.

Intelligente Infrastruktur für Kund*innen: Der Umsatz des Segments Intelligente Infrastruktur für Kund*innen lag im ersten Halbjahr 2026 unter dem Niveau des Vorjahreszeitraums. Maßgeblich hierfür waren niedrigere Preise.

Wesentliche Entwicklungen in der Gewinn- und Verlustrechnung

Die Umsatzerlöse lagen im ersten Halbjahr 2026 bei 19.132,1 Mio. € und damit um 1.633,9 Mio. € über dem Wert des Vorjahreszeitraums. Der Anstieg resultierte aus positiven Preiseffekten im Gashandel, während gesunkene Absatzmengen im Strom- und Gashandel gegenläufig wirkten. Der Materialaufwand stieg im ersten Halbjahr 2026 um 1.504,9 Mio. €. Dies stand im Zusammenhang mit positiven Effekten im Gasbereich und entsprach der Entwicklung der Umsatzerlöse. Die sonstigen betrieblichen Erträge beliefen sich auf 1.170,0 Mio. € und erhöhten sich damit um 35,1 Mio. €. Ursache waren höhere Auflösungen von Rückstellungen. Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen erhöhten sich um 511,2 Mio. € auf 1.866,5 Mio. €. Hier wirkte vor allem die Bewertung von Derivaten belastend. Die Abschreibungen lagen im ersten Halbjahr 2026 um 113,2 Mio. € unter dem Vorjahreswert. Grund hierfür ist eine außerplanmäßige Abschreibung auf das Gemeinschaftskraftwerk Lippendorf, dessen Anteile Ende 2025 veräußert wurden.

Das Beteiligungsergebnis verringerte sich von 80,4 Mio. € im ersten Halbjahr 2025 auf 12,0 Mio. € im Berichtszeitraum und sank damit um 68,4 Mio. €. Dies ist auf höhere Abschreibungen auf at equity bewertete Unternehmen zurückzuführen. Das Finanzergebnis verbesserte sich von -247,9 Mio. € auf -42,8 Mio. € und damit um 205,1 Mio. €. Wesentlicher Treiber war das Ergebnis aus der Marktbewertung von Wertpapieren.

Insgesamt erreichte das Ergebnis vor Ertragsteuern (EBT) in den ersten sechs Monaten des Geschäftsjahres 2026 883,5 Mio. €, nach 1.153,6 Mio. € im Vorjahreszeitraum.

Ergebnis

Das auf die Aktionäre der EnBW AG entfallende Konzernergebnis fiel von 463,0 Mio. € in der Vorjahresperiode um 239,9 Mio. € auf 223,1 Mio. € im Berichtszeitraum. Das Ergebnis je Aktie verringerte sich entsprechend auf 0,69 €, nach 1,71 € im Vorjahreszeitraum.

Adjusted und neutrales Ergebnis

Die Summe aus Adjusted und neutralen Ergebnisgrößen ergibt jeweils die Ergebnisgröße aus der Gewinn- und Verlustrechnung. Im neutralen Ergebnis sind Effekte enthalten, die von uns nicht prognostiziert beziehungsweise nicht direkt beeinflusst werden können und damit nicht steuerungsrelevant sind. Eine Darstellung und Erläuterung erfolgt im Abschnitt „Neutrales EBITDA“. Für die interne Steuerung wie auch für die externe Kommunikation der aktuellen und künftigen Ergebnisentwicklung kommt der steuerungsrelevanten Geschäftstätigkeit besondere Bedeutung zu. Zu deren Darstellung verwenden wir das Adjusted EBITDA – das um neutrale Effekte bereinigte Ergebnis vor Beteiligungs- und Finanzergebnis, Ertragsteuern und Abschreibungen – als zentrale Berichtsgröße.

Adjusted EBITDA nach Segmenten

in Mio. €	1.1.– 30.6.2026	1.1.– 30.6.2025	Veränderung in %	1.1.– 31.12.2025
Systemkritische Infrastruktur	1.298,1	1.289,6	0,7	2.700,5
Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur	805,8	1.081,3	-25,5	2.292,6
Intelligente Infrastruktur für Kund*innen	309,3	233,0	32,7	353,1
Sonstiges/Konsolidierung	-145,1	-183,6	21,0	-273,9
Gesamt	2.268,1	2.420,3	-6,3	5.072,3

Anteil der Segmente am Adjusted EBITDA

in %	1.1.– 30.6.2026	1.1.– 30.6.2025	1.1.– 31.12.2025
Systemkritische Infrastruktur	57,2	53,3	53,2
Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur	35,5	44,7	45,2
Intelligente Infrastruktur für Kund*innen	13,6	9,6	7,0
Sonstiges/Konsolidierung	-6,3	-7,6	-5,4
Gesamt	100,0	100,0	100,0

Das Adjusted EBITDA des EnBW-Konzerns belief sich im ersten Halbjahr 2026 auf 2.268,1 Mio. € und lag damit um 6,3% unter dem Wert des Vorjahreszeitraums. Somit konnte das Delta zum Vorjahr im zweiten Quartal sowohl absolut als auch relativ im Vergleich zum ersten Quartal reduziert werden. Im ersten Quartal lag das Adjusted EBITDA noch 17,9% unter dem Wert des Vorjahreszeitraums.

Systemkritische Infrastruktur: Das Adjusted EBITDA des Segments Systemkritische Infrastruktur lag mit 1.298,1 Mio. € auf Vorjahresniveau. Positiv wirkten höhere Erlöse aus der Netznutzung, die auf Rückflüsse aus der gestiegenen Investitionstätigkeit zurückzuführen waren. Gegenläufig belasteten höhere Personalaufwendungen, deren Anstieg auch auf Einmaleffekte zurückzuführen war.

Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur: Das Adjusted EBITDA des Segments Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur erreichte im ersten Halbjahr 2026 einen Wert von 805,8 Mio. € und lag damit um 25,5% unter dem Vorjahreswert.

Adjusted EBITDA Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur

in Mio. €	1.1.–30.6.2026	1.1.–30.6.2025	Veränderung in %
Erneuerbare Energien	495,0	525,3	-5,8
Thermische Erzeugung und Handel	310,8	556,0	-44,1
Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur	805,8	1.081,3	-25,5

Im Bereich Erneuerbare Energien sank das Ergebnis um 5,8% auf 495,0 Mio. €. Die Entwicklung der Erzeugungsmengen aus Laufwasser, Wind on- und offshore sowie Photovoltaik entsprach dabei dem bundesweiten Trend. Ein erwartungsgemäß niedrigeres Preisniveau sowie eine geringere Wasserführung belasteten das Ergebnis der Laufwasserkraftwerke, während höhere Erzeugungsmengen aus Onshore- und Offshore-Wind gegenläufig wirkten. Im Offshore-Bereich trug neben günstigeren Windbedingungen die teilweise Inbetriebnahme des Offshore-Parks EnBW He Dreht positiv zum Ergebnis bei. Im Bereich Thermische Erzeugung und Handel verringerte sich das

Adjusted EBITDA deutlich um 44,1% auf 310,8 Mio. €. Ursache hierfür war insbesondere der erwartete Entfall des Braunkohleergebnisses infolge des Verkaufs von Lippendorf zum Jahresende 2025, mit einer stärkeren Auswirkung im ersten Halbjahr 2026 als im zweiten Halbjahr. Darüber hinaus lagen die Erlöse aus der Kraftwerksvermarktung erwartungsgemäß unter dem Vorjahresniveau, bedingt durch gesunkene Margen und Preise. Zusätzlich wurde das Handelsergebnis im ersten Halbjahr 2026 durch eine schwächere Handelsperformance belastet.

Intelligente Infrastruktur für Kund*innen: Im Segment Intelligente Infrastruktur für Kund*innen stieg das Adjusted EBITDA auf 309,3 Mio. € und lag damit um 32,7% über dem Vorjahreswert. Die Ergebnisverbesserung resultierte im Wesentlichen aus einer positiven Entwicklung im Bereich E-Mobilität.

Anteil risikoarmes Ergebnis am Adjusted EBITDA

in %	1.1.– 30.6.2026	1.1.– 30.6.2025	1.1.– 31.12.2025
Anteil risikoarmes Ergebnis am Adjusted EBITDA	79,1	75,0	75,7

Der Anteil des risikoarmen Ergebnisses am Adjusted EBITDA erhöhte sich im ersten Halbjahr 2026 gegenüber dem Vorjahreszeitraum auf 79,1%. Diese Entwicklung ist vor allem auf den gestiegenen Anteil des Segments Systemkritische Infrastruktur am Konzernergebnis zurückzuführen.

Neutrales EBITDA

in Mio. €	1.1.– 30.6.2026	1.1.– 30.6.2025	Veränderung in %
Aufwendungen/Erträge im Bereich der Kernenergie	-53,4	1,5	–
Ergebnis aus Veräußerungen	5,6	13,8	-59,4
Restrukturierung	-21,4	-16,0	33,8
Bewertungseffekte	-230,3	39,4	–
Sonstiges neutrales Ergebnis	-111,6	-82,0	36,1
Neutrales EBITDA	-411,1	-43,3	–

Der Rückgang des neutralen EBITDA resultierte im Wesentlichen aus der negativen Entwicklung der Bewertungseffekte unserer Derivate. Es handelt sich dabei um Bewertungseffekte bestimmter Sicherungsgeschäfte, mit denen wir uns gegen Preisschwankungen zugrunde liegender Vermögenswerte wie beispielsweise unserer Kraftwerksposition absichern. Im Gegensatz zu den zugrunde liegenden Vermögenswerten sind diese Sicherungsgeschäfte gemäß IFRS 9 mit ihrem beizulegenden Zeitwert anzusetzen. Hierdurch entstehen temporäre Ergebniseffekte, die sich im Lauf der Zeit wieder umkehren. Da der einseitige Marktwertausweis dieser Sicherungsgeschäfte die ökonomische Realität nicht zutreffend widerspiegelt, weisen wir diese Effekte im neutralen Ergebnis aus.

Konzernüberschuss

in Mio. €	1.1.–30.6.2026			1.1.–30.6.2025		
	Gesamt	Neutral	Adjusted	Gesamt	Neutral	Adjusted
EBITDA	1.857,0	-411,1	2.268,1	2.377,0	-43,3	2.420,3
Abschreibungen	-942,7	-66,8	-875,9	-1.055,9	-190,0	-865,9
EBIT	914,3	-477,9	1.392,2	1.321,1	-233,3	1.554,4
Beteiligungsergebnis	12,0	-90,9	102,9	80,4	-1,2	81,6
Finanzergebnis	-42,8	73,2	-116,0	-247,9	48,2	-296,1
EBT	883,5	-495,6	1.379,1	1.153,6	-186,3	1.339,9
Ertragsteuern	-199,5	116,6	-316,1	-309,5	14,0	-323,5
Konzernüberschuss	684,0	-379,0	1.063,0	844,1	-172,3	1.016,4
davon auf nicht beherrschende Anteile entfallendes Ergebnis	(460,9)	(-7,4)	(468,3)	(381,1)	(-3,4)	(384,5)
davon auf die Aktionäre der EnBW AG entfallendes Ergebnis	(223,1)	(-371,6)	(594,7)	(463,0)	(-168,9)	(631,9)

Der Rückgang des Konzernüberschusses im Berichtszeitraum gegenüber der Vergleichsperiode ist vor allem auf das gesunkene EBITDA zurückzuführen. Zu den Gründen verweisen wir auf die Ausführungen zum Adjusted und neutralen EBITDA. Gegenläufig wirkten geringere außerplanmäßige Abschreibungen sowie ein besseres Ergebnis aus der Marktbewertung von Wertpapieren.

Die Entwicklung der Ertragsteuern orientiert sich an der Entwicklung des EBT.

Weitere Ausführungen zum Konzernüberschuss finden sich im Abschnitt „Wesentliche Entwicklungen in der Gewinn- und Verlustrechnung“.

Finanzlage

Finanzierungsstrategie

Im Rahmen unserer Finanzierungsstrategie stellen wir sicher, dass dem Konzern jederzeit ausreichend Liquidität für das operative Geschäft sowie die Umsetzung strategischer Projekte zur Verfügung steht. Gleichzeitig ist sie darauf ausgerichtet, die Kapitalstruktur nachhaltig zu stärken und die Kapitalkosten zu optimieren.

Getrennt vom operativen Geschäft steuern wir die Pensions- und Kernenergieverpflichtungen über das Asset-Liability-Management-Modell. Die für diese Verpflichtungen vorgesehenen Vermögenswerte investieren wir langfristig in ein breit diversifiziertes Portfolio. Ziel ist es, die Laufzeiten der Finanzanlagen zeitlich auf die erwarteten Zahlungen für die Verpflichtungen abzustimmen.

Finanzierungsstruktur und -instrumente

Neben einer starken Innenfinanzierungskraft decken wir unseren Finanzierungsbedarf für das operative Geschäft durch den Zugang zu den globalen Kapitalmärkten und setzen dabei auf eine möglichst ausgewogene Struktur verschiedener Instrumente in unterschiedlichen Währungen und Laufzeiten. Nachhaltige Finanzierungsinstrumente haben in diesem Kontext eine wesentliche Bedeutung.

Finanzierungsinstrumente zum 30. Juni 2026

Finanzierungsinstrumente	Wert
Debt-Issuance-Programme (DIP)	11,3 Mrd. €, genutzt
• EMTN (Euro Medium Term Notes)	• 10,4 Mrd. € von 15,0 Mrd. € genutzt
• AMTN (Australian Medium Term Notes)	• ~0,9 Mrd. €, Umrechnung zum Stichtag der Emission
Hybridanleihen	3,5 Mrd. €
US Private Placement	~0,7 Mrd. €, Umrechnung zum Stichtag der Emission
Schuldscheindarlehen	~0,6 Mrd. €
Commercial-Paper-Programm	2,0 Mrd. €, ungenutzt
Bankkreditlinien	~7,7 Mrd. €, davon ~0,1 Mrd. € genutzt
• Nachhaltige syndizierte Kreditfazilität	• 2,5 Mrd. €, ungenutzt
• Fest zugesagte Kreditlinien	• ~4,2 Mrd. €, davon ~0,1 Mrd. € genutzt
• Nicht fest zugesagte Kreditlinien	• ~1,0 Mrd. €, ungenutzt

Bei den Debt-Issuance-Programmen (DIP) handelt es sich um standardisierte Dokumentationsplattformen für die Emission von mittel- und langfristigen Anleihen am Kapitalmarkt.

Die nachhaltige syndizierte Kreditfazilität wurde im Mai 2026 von 2,0 Mrd. € auf 2,5 Mrd. € erhöht und bis Juli 2031 verlängert. Die Finanzierungskosten dieser Fazilität sind an ESG-Kriterien gekoppelt.

Darüber hinaus bestehen bei Tochtergesellschaften weitere Finanzierungsaktivitäten in Form von Bankkrediten und Schuldscheindarlehen.

Finanzierungsaktivitäten

Unser Finanzierungsvolumen liegt durchschnittlich bei 2,5 Mrd. € bis 3,0 Mrd. € pro Jahr. Im Geschäftsjahr 2025 haben wir bereits 400 Mio. € für 2026 vorfinanziert. Im Februar 2026 haben wir zwei Grüne Hybridanleihen mit einem Gesamtvolumen von 1,0 Mrd. € begeben. Mit dieser Transaktion erhöhten wir das Hybridvolumen dauerhaft von 2,5 Mrd. € auf 3,5 Mrd. €. Dieser strategische Schritt stärkt unsere Kapitalstruktur nachhaltig und erweitert die finanzielle Flexibilität bei der Umsetzung des größten Investitionsprogramms in der Geschichte der EnBW. Die Emission erfolgte in zwei Tranchen zu jeweils 500 Mio. €. Beide Tranchen haben eine Laufzeit von 30 Jahren. Die erste Tranche kann erstmals 2031 und die zweite Tranche erstmals 2035 von uns zurückgezahlt werden. Die Emissionserlöse werden gemäß unserem Green Financing Framework investiert. Mit dieser Emission sowie der im Jahr 2025 erfolgten Vorfinanzierung haben wir frühzeitig einen großen Teil unseres Finanzierungsbedarfs für 2026 gedeckt.

Im Juni 2026 haben wir eine im Juni 2014 begebene Senioranleihe mit einem Volumen von 500 Mio. € sowie eine im Juni 2023 emittierte Senioranleihe über 165 Mio. CHF planmäßig zurückgezahlt. Zudem wurde zum 29. Juni 2026 eine im Juni 2020 begebene Hybridanleihe mit einem Volumen von 500 Mio. € gekündigt und zum Nennbetrag, einschließlich aufgelaufener Zinsen, vorzeitig zurückgezahlt. Infolge der Rückzahlung beläuft sich unser ausstehendes Hybridvolumen auf 3,5 Mrd. € und entspricht damit unserem angestrebten Niveau für nachrangiges Fremdkapital.

Kreditratings

Wir sind bestrebt, mit soliden Investmentgrade-Ratings bewertet zu werden. Aktuell ist die EnBW mit folgenden Emittentenratings eingestuft:

- Moody's: Baa1/stabil
- Standard & Poor's (S&P): A-/negativ

S&P hat am 28. Juli 2026 das Rating von EnBW mit A- bestätigt und den Ausblick von stabil auf negativ angepasst. Der veränderte Ausblick wird mit den hohen Investitionen und dem zeitlich verzögerten Ergebnisbeitrag der Investitionen begründet, die sich entsprechend in den Kreditkennzahlen niederschlagen. Moody's hat hingegen am 30. Juli 2026 das Rating von EnBW bei Baa1 mit stabilem Ausblick bestätigt.

Unverändert würdigen beide Ratingagenturen weiterhin die konservative Finanzpolitik und das integrierte Geschäftsportfolio der EnBW mit einem hohen Anteil regulierter und damit gut prognostizierbarer Erträge. Die EnBW zählt zu den bonitätsstärksten Versorgern in Europa.

Nachhaltigkeitsratings

Nachhaltigkeit ist ein zentraler Bestandteil unserer Unternehmensstrategie. Dabei beziehen wir regelmäßig die Analysen und Bewertungen führender ESG-Ratingagenturen in unser unternehmerisches Handeln mit ein. Ziel ist, die Bewertung unserer Nachhaltigkeitsleistung kontinuierlich zu verbessern und unsere Positionierung als nachhaltig agierendes Unternehmen zu stärken – auch gegenüber Finanzinvestor*innen, deren Anlageentscheidungen ganz oder teilweise auf ESG-Kriterien basieren.

Aktuelle Ergebnisse bei Nachhaltigkeitsratings:

- MSCI: AA/Leader
- Morningstar Sustainalytics: 22,1/Medium Risk
- ISS ESG: B/Prime Status
- CDP Klimaschutz: A/Leadership
- CDP Wassersicherheit: B/Management

Nettoschulden

Nettoschulden

in Mio. € ¹	30.6.2026	31.12.2025	Veränderung in %
Flüssige Mittel, die für den operativen Geschäftsbetrieb zur Verfügung stehen	-3.598,2	-3.895,6	-7,6
Kurzfristige finanzielle Vermögenswerte, die für den operativen Geschäftsbetrieb zur Verfügung stehen	-3.825,8	-5.276,2	-27,5
Langfristige Wertpapiere, die für den operativen Geschäftsbetrieb zur Verfügung stehen	-6,5	-3,1	109,7
Anleihen	15.403,4	15.517,9	-0,7
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	3.488,6	3.746,7	-6,9
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	547,2	547,9	-0,1
Leasingverbindlichkeiten	1.475,3	1.414,7	4,3
Bewertungseffekte aus zinsinduzierten Sicherungsgeschäften	-10,5	-9,9	6,1
Anpassung 50% des Nominalbetrags der Hybridanleihen ²	-1.750,0	-1.500,0	16,7
Nettofinanzschulden in Verbindung mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten	-10,1	0,0	-
Sonstiges	-22,5	3,5	-
Nettofinanzschulden	11.690,9	10.545,9	10,9
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen ³	4.736,4	4.833,7	-2,0
Rückstellungen im Kernenergiebereich	4.142,9	4.324,5	-4,2
Forderungen im Zusammenhang mit Kernenergieverpflichtungen	-337,3	-347,9	-3,0
Pensions- und Kernenergieverpflichtungen netto	8.542,0	8.810,3	-3,0
Langfristige Wertpapiere und Ausleihungen zur Deckung der Pensions- und Kernenergieverpflichtungen ⁴	-5.802,8	-5.732,6	1,2
Flüssige Mittel zur Deckung der Pensions- und Kernenergieverpflichtungen	-143,5	-141,6	1,3
Kurzfristige finanzielle Vermögenswerte zur Deckung der Pensions- und Kernenergieverpflichtungen	-52,4	-78,0	-32,8
Überdeckung aus Versorgungsansprüchen	-215,3	-209,5	2,8
Sonstiges	-106,1	-43,0	146,7
Deckungsvermögen	-6.320,1	-6.204,7	1,9
Nettoschulden im Zusammenhang mit Pensions- und Kernenergieverpflichtungen	2.221,9	2.605,6	-14,7
Nettoschulden	13.912,8	13.151,5	5,8

¹ Die zweckgebundenen liquiden Mittel des EEG-, des KWKG- beziehungsweise StromPBG-Kontos, die der Übertragungsnetzbetreiber verwahrt, dürfen nicht für operative Unternehmenszwecke eingesetzt werden und sind deshalb nicht Teil der Nettoschulden, sondern sind dem Capital Employed zugeordnet.

² Unsere Hybridanleihen erfüllen aufgrund ihrer Strukturmerkmale grundsätzlich die Kriterien für die Klassifizierung je zur Hälfte als Eigenkapital und Fremdkapital bei den Ratingagenturen Moody's und Standard & Poor's.

³ Vermindert um den Marktwert des Planvermögens (ohne Überdeckung aus Versorgungsansprüchen) in Höhe von 1.350,1 Mio. € (31.12.2025: 1.388,0 Mio. €).

⁴ Beinhaltet Beteiligungen, die als Finanzinvestition gehalten werden.

Die Nettoschulden erhöhten sich zum 30. Juni 2026 gegenüber dem Stand zum Vorjahresende um 761,3 Mio. €. Der Anstieg ist insbesondere auf höhere Nettofinanzschulden zurückzuführen, da die anhaltend hohen Nettoinvestitionszahlungen nicht vollständig aus dem Retained Cashflow finanziert werden konnten. Gegenläufig wirkte ein Rückgang der Nettoschulden im Zusammenhang mit Pensions- und Kernenergieverpflichtungen infolge des weiterhin moderat steigenden Zinsniveaus bei den Pensions- und Kernenergieverpflichtungen.

Investitionsanalyse

Zahlungswirksame Nettoinvestitionen

in Mio.€¹	1.1.– 30.6.2026	1.1.– 30.6.2025	Veränderung in %	1.1.– 31.12.2025
Investitionen in Wachstumsprojekte²	2.013,4	2.697,1	-25,3	6.596,5
Investitionen in Bestandsprojekte	418,3	410,2	2,0	985,7
Investitionen gesamt	2.431,7	3.107,3	-21,7	7.582,2
Klassische Desinvestitionen³	-79,3	-31,0	–	-51,3
Beteiligungsmodelle⁴	-224,5	-56,2	–	-1.193,8
Abgänge von Ausleihungen	-5,9	-14,5	-59,3	-23,7
Sonstige Abgänge und Zuschüsse⁵	-88,3	-72,9	21,1	-237,6
Desinvestitionen gesamt	-398,0	-174,6	127,9	-1.506,4
Zahlungswirksame Nettoinvestitionen	2.033,7	2.932,7	-30,7	6.075,8

1 Ohne Beteiligungen, die als Finanzinvestition gehalten werden.
2 Mit dem Erwerb von vollkonsolidierten Unternehmen übernommene flüssige Mittel sind nicht enthalten. Diese betragen im Berichtszeitraum 0,3 Mio. € (1.1.–30.6.2025: 0,0 Mio. €, 1.1.–31.12.2025: 0,3 Mio. €).
3 Mit dem Verkauf von vollkonsolidierten Unternehmen abgegebene flüssige Mittel sind nicht enthalten. Diese betragen im Berichtszeitraum 1,6 Mio. € (1.1.–30.6.2025: 0,3 Mio. €, 1.1.–31.12.2025: 5,9 Mio. €).
4 Darin enthalten sind Aufrechnungen von Kapitalerhöhungen und -herabsetzungen mit kurzfristigen Forderungen gegenüber fremden Gesellschaftern. Letztere resultieren aus im Vorjahr aufgrund vertraglicher Regelungen vorab geleisteten Zahlungen.
5 Darin enthalten sind Zu- und Abgänge von Baukosten- und Investitionszuschüssen.

Die **Bruttoinvestitionen** des EnBW-Konzerns beliefen sich im ersten Halbjahr 2026 auf 2.431,7 Mio.€ (Vorjahr: 3.107,3 Mio.€). Von diesen entfiel mit 82,8% (Vorjahr: 86,8%) ein Großteil auf Wachstumsprojekte. Der Anteil der Investitionen in Bestandsprojekte belief sich auf 17,2% (Vorjahr: 13,2%).

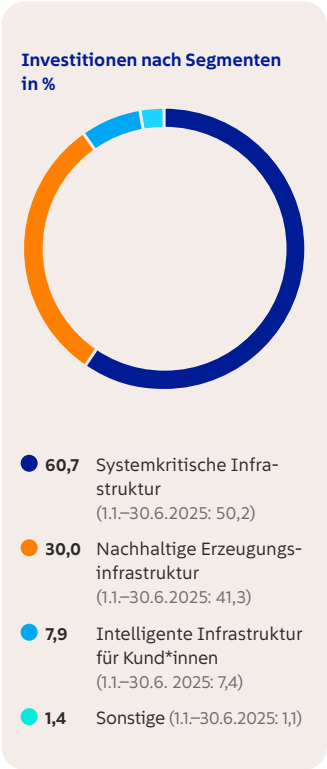
Im Segment **Systemkritische Infrastruktur** sanken die Bruttoinvestitionen leicht auf 1.477,3 Mio.€ (Vorjahr: 1.559,1 Mio.€). In diesem Segment investieren wir weiterhin auf hohem Niveau in die Übertragungs- und Fernleitungsnetze sowie Verteilnetze Strom.

Im Segment **Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur** betrugen die Bruttoinvestitionen 728,4 Mio.€ gegenüber 1.284,4 Mio.€ im Vorjahreszeitraum. Auf den Bereich **Erneuerbare Energien** entfielen davon 553,4 Mio.€ im Vergleich zu 871,9 Mio.€ im ersten Halbjahr 2025. Die Investitionen betrafen in beiden Perioden hauptsächlich den Bereich Offshore-Windkraft, insbesondere den im Bau befindlichen Windpark EnBW He Dreht in der deutschen Nordsee, dessen sukzessive Inbetriebnahme im November 2025 startete. Daneben haben wir in den Ausbau von Wind-onshore- und Photovoltaikanlagen investiert. Im Vorjahreszeitraum waren noch Investitionen für zwei Windkraftprojekte in Großbritannien enthalten, gegen deren Fortführung wir uns Anfang 2026 entschieden haben. Die Investitionen im Bereich **Thermische Erzeugung und Handel** sanken von 412,5 Mio.€ im Vorjahreszeitraum auf 175,0 Mio.€. Dies ist weitgehend auf die Projektfortschritte unserer Fuel-Switch-Maßnahmen zur Umstellung von Kohle- auf Gasbefeuerung (inklusive Wasserstoff-fähigkeit) bei drei unserer thermischen Kraftwerke in Baden-Württemberg zurückzuführen. Das wasserstofffähige Gaskraftwerk in Stuttgart-Münster ist seit April 2025 in Betrieb.

Die Bruttoinvestitionen im Segment **Intelligente Infrastruktur für Kund*innen** lagen mit 192,1 Mio.€ unter dem Niveau des Vorjahreszeitraums (Vorjahr: 230,6 Mio.€). Die Investitionen sind analog zum ersten Halbjahr 2025 hauptsächlich durch Investitionen in die E-Mobilität geprägt.

Die **sonstigen Bruttoinvestitionen** lagen mit 33,9 Mio.€ auf dem Niveau des Vorjahreszeitraums (33,2 Mio.€).

Die **Desinvestitionen** fielen insgesamt höher aus als im Vorjahreszeitraum. Im Wesentlichen ist dies auf höhere Kapitalzuflüsse von Dritten im Rahmen unserer Beteiligungsmodelle bei unserer Tochtergesellschaft TransnetBW sowie bei unserem Offshore-Windpark EnBW He Dreht zurückzuführen.



Investitionen Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur

in %	1.1.– 30.6.2026	1.1.– 30.6.2025
Erneuerbare Energien	22,8	28,0
Thermische Erzeugung und Handel	7,2	13,3
Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur	30,0	41,3

Liquiditätsanalyse

Kurzfassung der Kapitalflussrechnung

in Mio. €	1.1.– 30.6.2026	1.1.– 30.6.2025	Veränderung in %	1.1.– 31.12.2025
Operating Cashflow	1.713,2	2.501,8	-31,5	4.527,5
Cashflow aus Investitionstätigkeit ¹	-765,3	-1.542,4	-50,4	-8.927,6
Cashflow aus Finanzierungstätigkeit	-1.252,0	-1.341,0	-6,6	3.046,7
Zahlungswirksame Veränderung der flüssigen Mittel¹	-304,1	-381,6	-20,3	-1.353,4
Veränderung der flüssigen Mittel aufgrund von Konsolidierungskreis- änderungen	1,7	5,3	-67,9	6,5
Währungskursveränderungen und sonstige Wertänderungen der flüs- sigen Mittel	18,4	-24,0	–	-4,8
Veränderung der flüssigen Mittel¹	-284,0	-400,3	-29,1	-1.351,7

¹ Vorjahreszahlen 1.1.–30.6.2025 angepasst.

Der Operating Cashflow lag in der Berichtsperiode unter dem Niveau des Vorjahreszeitraums. Negativ wirkte vor allem das deutlich rückläufige zahlungswirksame EBITDA. Zusätzlich fiel der Mittelzufluss aus dem Nettoumlaufvermögen geringer aus als im Vorjahr, was den Operating Cashflow weiter minderte. Während der saisonal bedingte Abbau von Gasvorräten sowohl in der Berichts- als auch in der Vorjahresperiode einen positiven Effekt auf den operativen Cashflow hatte, stand diesem im Berichtszeitraum ein Zugang von Emissionszertifikaten gegenüber. Positiv hingegen wirkte die stichtagsbedingt höhere Abnahme des Saldos aus Forderungen und Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie die Entwicklung der Derivate im volatilen Marktumfeld.

Im Berichtszeitraum verringerte sich der Mittelabfluss im Cashflow aus Investitionstätigkeit gegenüber dem Vorjahr signifikant. Maßgeblich dafür waren geringere Auszahlungen für Kapitalerhöhungen bei at equity bilanzierten Unternehmen. Zusätzlich trugen geringere Investitionen in immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen – insbesondere im Segment Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur – zu einer Entlastung des Cashflows aus Investitionstätigkeit bei.

Der Cashflow aus Finanzierungstätigkeit lag leicht unter dem Niveau des Vorjahreszeitraums. Dies resultierte im Wesentlichen aus einer reduzierten Nettotilgung von Finanzverbindlichkeiten im Rahmen des Liquiditätsmanagements. Darüber hinaus wirkten höhere Einzahlungen aus Kapitalerhöhungen von Minderheitsgesellschaftern entlastend. Dem stand insbesondere ein Anstieg der gezahlten Dividenden gegenüber, der den Mittelabfluss aus Finanzierungstätigkeit erhöhte.

Die Zahlungsfähigkeit des EnBW-Konzerns war zum Stichtag auf Basis der Innenfinanzierung sowie der verfügbaren externen Finanzierungsquellen gewährleistet. Durch die solide Finanz- und Ertragslage wird die künftige Zahlungsfähigkeit des Unternehmens abgesichert.

Retained Cashflow

in Mio. €	1.1.– 30.6.2026	1.1.– 30.6.2025	Veränderung in %	1.1.– 31.12.2025
EBITDA	1.857,0	2.377,0	-21,9	4.729,8
Veränderung der Rückstellungen ohne Verpflichtungen aus Emissionsrechten	-284,7	-538,3	-47,1	-553,6
Neutrale Bewertungseffekte Derivate ¹	230,3	-39,4	–	82,2
Sonstige nicht zahlungswirksame Aufwendungen/Erträge ¹	-246,3	63,2	–	106,0
Gezahlte und erstattete Ertragsteuern	-24,3	-73,7	-67,0	-347,6
Erhaltene Zinsen und Dividenden	252,2	233,5	8,0	476,9
Gezahlte Zinsen Finanzierungsbereich	-225,4	-229,3	-1,7	-459,5
Beitrag Deckungsstock	119,3	45,3	–	69,5
Funds from Operations (FFO)	1.678,1	1.838,2	-8,7	4.103,7
Beschlossene Dividenden	-892,3	-757,1	17,9	-788,7
Retained Cashflow	785,8	1.081,0	-27,3	3.315,0

¹ Die neutralen Bewertungseffekte bei den Derivaten enthalten Effekte, die in der Kapitalflussrechnung in Höhe von -77,7 Mio. € (1.1.–30.6.2025: 57,2 Mio. €, 1.1.–31.12.2025: 121,4 Mio. €) in den sonstigen zahlungsunwirksamen Aufwendungen/Erträgen enthalten sind. Die sonstigen nicht zahlungswirksamen Aufwendungen/Erträge in der Berechnung des Retained Cashflows sind um den entsprechenden Betrag bereinigt.

Bewertungseffekte aufgrund temporärer Wertschwankungen bestimmter Derivate werden im neutralen EBITDA gezeigt und sind in der Kapitalflussrechnung in der Größe EBITDA enthalten. Diese Effekte können nicht herangezogen werden, um die operative Ertragskraft der EnBW zu berechnen. Der Funds from Operations (FFO) und der Retained Cashflow werden deshalb um die genannten Effekte bereinigt.

Der FFO lag im Berichtszeitraum unter dem Niveau des Vorjahres. Ausschlaggebend hierfür waren insbesondere ein rückläufiges EBITDA sowie Wertschwankungen bei den Handelswaren und den zugehörigen Derivaten.

Dem wirkten die im Vergleich zur Vorjahresperiode geringere Abnahme der Rückstellungen, positive neutrale Bewertungseffekte aus Derivaten und geringere Zahlungsmittelabflüsse für Ertragsteuern entgegen. Ebenso beeinflusste ein höherer Beitrag des Deckungsstocks den FFO positiv. Diese gegenläufigen Effekte glichen die belastenden Faktoren jedoch nicht vollständig aus.

Der Retained Cashflow lag aufgrund des niedrigeren FFO und höherer beschlossener Dividenden ebenfalls unter dem Vorjahresniveau. Er ist Ausdruck der Innenfinanzierungskraft der EnBW und spiegelt die Mittel wider, die dem Unternehmen nach Berücksichtigung der Ansprüche aller Stakeholdergruppen für Investitionen ohne zusätzliche Fremdkapitalaufnahme zur Verfügung stehen.

Bereinigtes Working Capital

in Mio. € ¹	1.1.– 30.6.2026	1.1.– 30.6.2025	Veränderung in %	1.1.– 31.12.2025
Veränderung operativer Vermögenswerte und Schulden²	489,2	616,4	-20,6	471,5
Veränderung liquider Mittel aus dem EEG-, KWKG- und StromPBG-Konto	-1,4	55,1	–	-67,9
Neutrale Bewertungseffekte Derivate	-308,0	96,6	–	39,1
Zu- und Abgänge von Baukostenzuschüssen	-49,5	-42,2	17,3	-117,0
Bereinigte Veränderung operativer Vermögenswerte und Schulden	130,3	725,9	-82,1	325,7
Saldo aus Vorräten und Verpflichtungen aus Emissionsrechten	(69,9)	(975,4)	(-92,8)	(328,3)
Saldo aus Forderungen und Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen, noch nicht fakturierten Leistungen und erhaltenen und geleisteten Anzahlungen	(270,5)	(111,8)	(141,8)	(179,9)
Saldo aus sonstigen Vermögenswerten und Schulden	(-210,1)	(-361,3)	(-41,9)	(-182,5)

¹ Die Überleitung zeigt die zahlungswirksame Veränderung des bereinigten Working Capitals.

² Weitere Untergliederung der zahlungswirksamen Veränderung operativer Vermögenswerte und Schulden in der Kapitalflussrechnung.

Neben dem Retained Cashflow und den Nettoinvestitionen wird die Nettoverschuldung maßgeblich von der Veränderung des zahlungswirksamen Working Capitals beeinflusst. Da die liquiden Mittel des EEG-, KWKG- sowie des Stromprelsbremsengesetz(StromPBG)-Kontos vom Übertragungs-

netzbetreiber nur verfügbungsbeschränkt verwahrt werden, werden diese nicht in die Berechnung der Nettoschulden einbezogen. Daher wird das bereinigte Working Capital um Veränderungen der liquiden Mittel dieser Konten korrigiert.

Die Veränderung der liquiden Mittel aus erhaltenen und hinterlegten Sicherheitsleistungen im Zusammenhang mit neutralen Bewertungseffekten aufgrund temporärer Wertschwankungen von Derivaten ist nicht Bestandteil des Retained Cashflows, hat jedoch Einfluss auf die Nettoschulden. Um die Veränderung der liquiden Mittel korrekt einzubeziehen, ist das bereinigte Working Capital um diese Größe zu korrigieren. Ferner wird das bereinigte Working Capital um Zu- und Abgänge von Baukostenzuschüssen und Hausanschlusskosten bereinigt, da diese Bestandteil der zahlungswirksamen Nettoinvestitionen sind.

Vermögenslage

Kurzfassung der Bilanz

in Mio. €	30.6.2026	31.12.2025	Veränderung in %
Langfristige Vermögenswerte	48.334,4	46.872,1	3,1
Kurzfristige Vermögenswerte	19.724,7	20.531,4	-3,9
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	109,4	25,5	–
Aktiva	68.168,5	67.429,0	1,1
Eigenkapital	21.819,5	21.675,5	0,7
Langfristige Schulden	32.807,0	32.303,3	1,6
Kurzfristige Schulden	13.509,9	13.433,0	0,6
Schulden in Verbindung mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten	32,1	17,2	86,6
Passiva	68.168,5	67.429,0	1,1

Zum 30. Juni 2026 lag die Bilanzsumme über dem Wert des Vorjahresresultimos. Die langfristigen Vermögenswerte erhöhten sich im Stichtagsvergleich um 1.462,3 Mio. € auf 48.334,4 Mio. € vor allem aufgrund anhaltender Investitionen im Rahmen des Netzentwicklungsplans und in Offshore-Windkraft. Der Rückgang der kurzfristigen Vermögenswerte um 806,7 Mio. € auf 19.724,7 Mio. € resultierte im Wesentlichen aus der Abnahme der finanziellen Vermögenswerte. Gegenläufig wirkte die Zunahme bei den sonstigen Vermögenswerten insbesondere durch gezahlte Sicherheiten.

Das Eigenkapital erhöhte sich zum 30. Juni 2026 um 144,0 Mio. € auf 21.819,5 Mio. €. Durch den moderaten Anstieg des Eigenkapitals sowie der Bilanzsumme sank die Eigenkapitalquote von 32,1% zum Jahresende 2025 um nur 0,1% auf 32,0% zum Bilanzstichtag.

Die langfristigen Schulden stiegen um 503,7 Mio. € auf 32.807,0 Mio. €, was in erster Linie auf eine Zunahme der Anleihen und langfristigen Derivate zurückzuführen ist. Gegenläufig wirkte die Abnahme der Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten. Der leichte Anstieg der kurzfristigen Schulden gegenüber dem Vorjahresresultimo betrug 76,9 Mio. € und resultierte insbesondere aus der Zunahme der Derivate sowie der stichtagsbedingten Erhöhung der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen. Nahezu ausgeglichen wird dieser Anstieg durch den Rückgang der kurzfristigen Finanzverbindlichkeiten.

Nahestehende Unternehmen und Personen

Die Beziehungen zu nahestehenden Unternehmen und Personen haben sich gegenüber dem Bilanzstichtag zum 31. Dezember 2025 mit Ausnahme des im Folgenden beschriebenen Sachverhalts nicht wesentlich geändert. Die sonstigen Verpflichtungen haben sich wie bereits im Geschäftsbericht 2025 angekündigt um 1 Mrd. € reduziert aufgrund der im Januar 2026 getroffenen Entscheidung, die beiden Offshore-Windprojekte Mona und Morgan nicht mehr weiterzuverfolgen. Die sonstigen Verpflichtungen gegenüber Gemeinschaftsunternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind, betragen zum 30. Juni 2026 215,4 Mio. € (Vorjahr: 1.146,5 Mio. €).

Zieldimension Kund*innen und Gesellschaft

Zu den nichtfinanziellen Zieldimensionen der EnBW in den Bereichen Kund*innen und Gesellschaft, Umwelt sowie Mitarbeitende berichten wir zum Halbjahr 2026 auf Basis der im Konzernlagebericht 2025 ([Geschäftsbericht 2025](#)) dargestellten nichtfinanziellen Top-Leistungskennzahlen. Davon ausgenommen sind in der Zieldimension Kund*innen und Gesellschaft der Reputationsindex, in der Zieldimension Umwelt die Top-Leistungskennzahlen „Installierte Leistung erneuerbare Energien (EE) in GW und Anteil EE an der Erzeugungskapazität“ sowie CO₂-Intensität und in der Zieldimension Mitarbeitende der People Engagement Index (PEI) und der Anteil von Frauen in Managementfunktionen. Die Werte für diese Kennzahlen werden ausschließlich zum Jahresende erhoben.

Nahe an Kund*innen

Unsere Kund*innen stehen im Mittelpunkt unseres Denkens und Handelns. Durch die intelligente Kombination unserer Produkte und Services sowie die Entwicklung neuer Produktwelten, eine transparente Kommunikation und bestmögliche Servicequalität streben wir langfristige Kundenbeziehungen an. Grundlage hierfür ist eine hohe Kundenzufriedenheit, die wir nach den Vorgaben des EnBW-Konzernstandards zu Marktforschung und Befragungen messen.

Kundenzufriedenheitsindex

Der Kundenzufriedenheitsindex für EnBW und Yello wird auf Basis von Kundenbefragungen bei Privatkund*innen von einem externen Anbieter erhoben.

Top-Leistungskennzahl

	1.1.– 30.6.2026	1.1.– 30.6.2025	Verände- rung in %	1.1.– 31.12.2025
Kundenzufriedenheitsindex EnBW	132	120	10,0	123
Kundenzufriedenheitsindex Yello	175	168	4,2	170

Der **Kundenzufriedenheitsindex der EnBW** erreichte im ersten Halbjahr 2026 einen Wert von 132. Damit bewegte sich die Zufriedenheit der EnBW-Kund*innen auf einem guten Niveau und in dem von uns erwarteten Zielkorridor für das Berichtsjahr (125 bis 136). Ein gutes Niveau ist erreicht, wenn 50% bis 59% der Befragten angeben, mit der EnBW insgesamt besonders zufrieden zu sein. Das ist zwischen 114 und 135 Punkten der Fall.

Die Beschaffungspreise für Energie bewegten sich im ersten Halbjahr für Neu- und Bestandskund*innen am Markt weiterhin auf etwas unterschiedlichen Preisniveaus, jedoch mit abnehmender Tendenz. Dies fördert bei einigen Kund*innen eine kritische Sicht auf Energieunternehmen.

Zum Jahreswechsel 2026 haben wir die Preise bei einem Großteil unserer Bestandskund*innen gesenkt. Dies wirkte sich positiv auf die Performance des Kundenzufriedenheitsindex der EnBW aus: Er erreichte gegenüber dem Vergleichswert aus dem ersten Halbjahr 2025 (120) ein höheres Niveau.

Um die Zufriedenheit der Kund*innen zu verbessern, haben wir verschiedene Maßnahmen umgesetzt. Dazu gehört die kontinuierliche Weiterentwicklung unseres Produkt- und Serviceangebots im Rahmen der [EnBW Energiewelt](#) mit intelligenten Stromtarifen, unserem Heim-Energie-Management-System [EnBW Mavi](#) und verschiedenen Kombinationsvorteilen. Dies unterstützt unsere Kund*innen dabei, ihren Energieverbrauch intelligent zu steuern und damit ihre Stromkosten zu senken. Als weiteres Instrument zur Beurteilung und Verbesserung der Kundenzufriedenheit nutzen wir das Testkundenpanel „[Powerhelden](#)“.

Der **Kundenzufriedenheitsindex von Yello** erreichte im ersten Halbjahr 2026 mit 175 seinen bisherigen Höchstwert. Yello verbesserte sich damit im Vergleich zum ersten Halbjahr 2025 (168) um 4,2% und befindet sich weiterhin auf einem hervorragenden Niveau. Ein hervorragendes Niveau ist erreicht, wenn 70% der Befragten angeben, mit Yello insgesamt besonders zufrieden zu sein (ab 159 Punkten). Yello-Kund*innen begründen dies mit einem guten Service und attraktiven Preisen.

Versorgungszuverlässigkeit

SAIDI

Top-Leistungskennzahl

	1.1.– 30.6.2026	1.1.– 30.6.2025	Verände- rung in %	1.1.– 31.12.2025
SAIDI (Strom) in min/a ¹	6,1	6,2	-1,6	28,6

¹ Der SAIDI (Strom) berücksichtigt alle ungeplanten Versorgungsunterbrechungen von mehr als drei Minuten bei Endverbraucher*innen.

Die Netztöchter der EnBW erreichen seit jeher eine hohe Versorgungszuverlässigkeit in ihren Netzgebieten und für ihre Kund*innen. Die entsprechende Top-Leistungskennzahl SAIDI (Strom), die die durchschnittliche Dauer der Versorgungsunterbrechung je Endverbraucher*in im Jahr angibt, liegt im ersten Halbjahr 2026 bei einem sehr guten Wert von 6,1 Minuten. Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum ist der Wert damit geringfügig gesunken.

Für das Gesamtjahr 2026 streben die Netztöchter der EnBW weiterhin einen Wert von unter 20 Minuten je Endverbraucher*in an.

Zieldimension Umwelt

Als großes Energieunternehmen tragen wir eine Mitverantwortung für unsere Umwelt und den Klimaschutz. Die Energieversorgung unserer Kund*innen verursacht vor allem durch den Betrieb von Kraftwerken Emissionen und nutzt natürliche Ressourcen und Flächen. In diesem Bewusstsein sind Umwelt- und Klimaschutz integrale Bestandteile unserer Unternehmensstrategie. Ausführliche Informationen enthält unser [Geschäftsbericht 2025](#)^{*}.

Eine langfristig erfolgreiche Tätigkeit als Energieunternehmen braucht gesellschaftliche Akzeptanz. Wir streben an, unternehmerische, politische und gesellschaftliche Ziele im Bereich Umwelt glaubwürdig in Einklang zu bringen, und untermauern diesen Anspruch durch vielfältige Aktivitäten.

Installierte Leistung

Die installierte Leistung erneuerbarer Energien des EnBW-Konzerns belief sich zum Jahresende 2025 auf 7,4 GW. Neben der Wasserkraft entfielen davon 1.171 MW auf Wind offshore, 1.446 MW auf Wind onshore und 1.560 MWp auf Photovoltaik. Im ersten Halbjahr 2026 sind in Deutschland und im Ausland Wind- und Solarparks mit einer Leistung von mehr als 540 MW hinzugekommen. Dabei gingen unter anderem die Windparks Föhrden-Barl, Holzweiler und Vöhl in Betrieb.

Im Bereich Photovoltaik haben wir unter anderem den Solarpark in Öhringen in Betrieb genommen.

Mit EnBW He Dreiht realisieren wir in der Nordsee eines der größten Offshore-Windprojekte Deutschlands. Der Windpark umfasst 64 Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 960 MW und wird künftig grünen Strom für rechnerisch rund 1,1 Millionen Haushalte erzeugen. Bis zum Ende des zweiten Quartals 2026 wurden 59 Anlagen errichtet; 43 davon sind bereits am Netz und verfügen über eine installierte Leistung von 645 MW. Der Abschluss der Installation aller Windkraftanlagen steht demnächst bevor. Im Fokus stehen nun weiterhin die schrittweise Inbetriebnahme und die Überführung des Windparks in den Vollbetrieb nach Abschluss der erforderlichen Tests in den kommenden Monaten.

Im Bereich der thermischen Erzeugung wurde Block 7 des Steinkohlekraftwerks Heilbronn mit einer installierten Leistung von 778 MW in die Netzreserve überführt. Am Kraftwerksstandort Stuttgart-Münster wurden im Zuge des Fuel Switch 78 MW Öl- und Steinkohlekapazität außer Betrieb genommen; zugleich gingen 54 MW Gaskapazität neu in Betrieb. Der Standort ist damit steinkohlefrei.

Zieldimension Mitarbeitende

Personalkennzahlen

Mitarbeitende^{1,2}

	30.6.2026	31.12.2025	Veränderung in %
Systemkritische Infrastruktur	12.832	12.931	-0,8
Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur	7.710	7.890	-2,3
Intelligente Infrastruktur für Kund*innen	5.759	5.939	-3,0
Sonstiges	4.858	4.781	1,6
Gesamt	31.159	31.541	-1,2
In Vollzeitäquivalenten	29.326	29.728	-1,4

1 Anzahl der Mitarbeitenden ohne Auszubildende und ohne ruhende Arbeitsverhältnisse.

2 Die Personalstände für die unabhängigen Transportnetzbetreiber (ONTRAS Gastransport, terranets bw und TransnetBW) werden nur zum Jahresende aktualisiert; unterjährig wird der Personalstand vom 31.12.2025 fortgeschrieben.

Zum 30. Juni 2026 beschäftigte der EnBW-Konzern 31.159 Mitarbeitende, was einem Rückgang von 382 Personen im Vergleich zum Jahresende 2025 entspricht. Eine konzerninterne Umstrukturierung führte zu Verschiebungen zwischen dem Segment Systemkritische Infrastruktur und Sonstiges. Der Rückgang im Segment Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur ist im Wesentlichen auf die strategische Veräußerung einer Beteiligung zurückzuführen. Im Segment Intelligente Infrastruktur für Kund*innen resultierte die Entwicklung insbesondere aus reduzierten Personalbeständen einzelner Beteiligungen in den Bereichen Telekommunikation und Energielösungen. Darüber hinaus wirkte sich über alle Segmente hinweg der vorübergehende Verzicht auf externe Nachbesetzungen mindernd auf den Personalstand aus.

Arbeitssicherheit

LTIF

Top-Leistungskennzahl

	1.1.– 30.6.2026	1.1.– 30.6.2025	Veränderung in %	1.1.– 31.12.2025
LTIF Energie ^{1,2}	1,6	1,8	-11,1	1,8
LTIF gesamt ^{1,2}	2,7	2,7	0,0	2,9
LTIF steuerungsrelevante Gesellschaften ^{1,3}	1,6	1,8	-11,1	1,7

1 Der LTIF gibt wieder, wie viele LTI sich bezogen auf eine Million geleisteter Arbeitsstunden ereignet haben.

2 Der LTIF Energie (ohne Abfallwirtschaft) sowie der LTIF gesamt, der die Abfallwirtschaft mit einbezieht, beinhalten den gesamten finanziellen Konsolidierungskreis, jeweils einschließlich Gesellschaften mit weniger als 100 Mitarbeitenden und ohne Kontraktoren.

3 Der LTIF steuerungsrelevant ohne Abfallwirtschaft beinhaltet ausschließlich Gesellschaften mit mehr als 100 Mitarbeitenden ohne externe Leiharbeiter*innen und Kontraktoren.

Im ersten Halbjahr 2026 konnten die im vergangenen Jahr erzielten Verbesserungen in der Arbeitssicherheit insgesamt stabilisiert werden. Sowohl der LTIF Energie als auch der LTIF der steuerungsrelevanten Gesellschaften verbesserten sich gegenüber dem Vorjahreszeitraum leicht von 1,8 auf 1,6. Der LTIF gesamt blieb im ersten Halbjahr 2026 stabil bei 2,7 und liegt damit weiterhin auf dem Niveau des Gesamtjahres 2025 (2,9).

Die Entwicklung zeigt, dass das erreichte Sicherheitsniveau im Konzern insgesamt aufrechterhalten werden konnte. Wesentliche Beiträge hierzu leisten weiterhin die großen operativen Einheiten der Erzeugung, der Netze sowie die Gesellschaften der PRE, VNG und naturenergie, die insgesamt ein im Verhältnis zu ihrem Tätigkeitsprofil niedriges Unfallniveau aufweisen.

Die in den vergangenen Jahren umgesetzten Maßnahmen zur Stärkung der Arbeitssicherheit und Sicherheitskultur, insbesondere in den operativen Bereichen, zeigen damit weiterhin Wirkung. Für das Jahr 2026 liegt der Fokus auf der nachhaltigen Stabilisierung des erreichten Niveaus sowie auf dem systematischen Lernen aus Ereignissen, um die positive Entwicklung langfristig zu sichern und schwere Unfälle präventiv zu verhindern.

Prognose

Im vorliegenden Prognosebericht gehen wir auf die erwartete Entwicklung der EnBW für das laufende Geschäftsjahr ein.

Adjusted EBITDA und Anteil der Segmente am Adjusted EBITDA

Entwicklung 2026 (Adjusted EBITDA und Anteil der Segmente am Adjusted EBITDA) gegenüber dem Vorjahr

	Ergebnisentwicklung (Adjusted EBITDA)		Entwicklung Anteil der Segmente am Adjusted EBITDA des EnBW-Konzerns	
	2026	2025	2026	2025
Systemkritische Infrastruktur	2,5 bis 2,8 Mrd. €	2.700,5 Mio. €	50% bis 60%	53,2%
Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur	2,0 bis 2,3 Mrd. €	2.292,6 Mio. €	40% bis 50%	45,2%
Intelligente Infrastruktur für Kund*innen	0,4 bis 0,5 Mrd. €	353,1 Mio. €	7% bis 12%	7,0%
Sonstiges/Konsolidierung		-273,9 Mio. €		-5,4%
Gesamt	4,6 bis 5,1 Mrd. €	5.072,3 Mio. €		100,0%

Die Ergebnisprognose aus dem Konzernlagebericht 2025 für das Gesamtjahr 2026 für den Konzern sowie für die einzelnen Segmente hat weiterhin Bestand.

Das erwartete Adjusted EBITDA des Segments **Systemkritische Infrastruktur** wird 2026 auf dem Niveau des Vorjahres liegen. Höhere Erlöse aus der Netznutzung ergeben sich durch Rückflüsse aus gesteigerter Investitionstätigkeit in verschiedenen Projekten. Demgegenüber erwarten wir einen höheren Personalaufwand und höhere Aufwendungen für Verlustenergie als im Jahr 2025. Wir gehen zudem davon aus, dass der Anteil des Segments am Adjusted EBITDA des Konzerns im Vergleich zum Vorjahr ähnlich ausfallen wird.

Das Adjusted EBITDA des Segments **Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur** wird im Jahr 2026 voraussichtlich zwischen 2,0 Mrd.€ und 2,3 Mrd.€ liegen. Der Bereich Erneuerbare Energien wird dazu mit einem Ergebnis von voraussichtlich 1,1 Mrd.€ bis 1,3 Mrd.€ beitragen. Bei dieser Prognose ist eine vollständige Inbetriebnahme einschließlich Netzanschluss unseres Offshore-Windparks EnBW He Dreht im Jahr 2026 unterstellt. Daneben wird der Zubau von weiteren Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien positiv zur Ergebnisentwicklung beitragen. Die Prognose von Wind- und Wassererträgen und damit Erzeugungsmengen orientiert sich am langjährigen Durchschnitt. Da die Mengen aus Windparks im Geschäftsjahr 2025 unter diesem Wert lagen, rechnen wir für 2026 gesamthaft mit höheren Erzeugungsmengen im Vergleich zum Vorjahr. Gegenläufig wird ein sinkendes Preisniveau im Vergleich zu 2025 wirken. Im Bereich Thermische Erzeugung und Handel werden wir preisbedingt rückläufige Erlöse aus der Kraftwerksvermarktung erzielen, da die Margen bei Steinkohle sich verschlechtern werden. Daneben entfällt mit dem Verkauf des Kraftwerks Lippendorf das Ergebnis der Braunkohle. Insgesamt erwarten wir daher ein geringeres Ergebnis als im Vorjahr. Der Anteil des Segments am Adjusted EBITDA des Konzerns wird erwartungsgemäß auf einem ähnlichen Niveau wie im Vorjahr sein.

Das Adjusted EBITDA des Segments **Intelligente Infrastruktur für Kund*innen** wird sich im Jahr 2026 voraussichtlich in einer Bandbreite von 0,4 Mrd.€ bis 0,5 Mrd.€ bewegen. Die Ergebnisentwicklung profitiert von dem weiteren Hochlauf der E-Mobilität und dem Wegfall eines Großteils der Verluste bei SENEK. Der Anteil des Segments am Adjusted EBITDA des Konzerns wird über dem Vorjahresniveau erwartet.

Das Adjusted EBITDA des **EnBW-Konzerns** wird sich 2026 auf Basis der Segmentprognose in einer Bandbreite von 4,6 Mrd.€ bis 5,1 Mrd.€ bewegen.

Erwartete Entwicklung der nichtfinanziellen Top-Leistungskennzahlen

Nach Ablauf des ersten Halbjahres 2026 ergeben sich für die nichtfinanziellen Leistungskennzahlen keine wesentlichen Veränderungen gegenüber den im [Geschäftsbericht 2025](#)* formulierten Erwartungen für das Geschäftsjahr 2026.

Chancen und Risiken

Die anhaltenden geopolitischen Spannungen, insbesondere im Nahen und Mittleren Osten, erhöhen weiterhin die Unsicherheit an den internationalen Energie- und Rohstoffmärkten. Eine weitere Eskalation der Konflikte könnte zu Beeinträchtigungen von Lieferketten, erhöhter Marktvolatilität sowie steigenden Energiepreisen führen und damit das wirtschaftliche Umfeld beeinflussen. Wir beobachten die aktuellen dynamischen Entwicklungen hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf den EnBW-Konzern verstärkt und analysieren sie kontinuierlich. Die Gesamtrisikoposition zeigt sich im ersten Halbjahr 2026 sowohl gegenüber dem 31. Dezember 2025 als auch gegenüber dem ersten Quartal 2026 weiterhin rückläufig. Maßgeblich hierfür sind die infolge gestiegener Zinsen gesunkenen Pensionsverpflichtungen. Im vorliegenden Halbjahresfinanzbericht Januar bis Juni 2026 stellen wir in Anknüpfung an die Berichterstattung des Konzernlageberichts zum 31. Dezember 2025 sowie der Quartalsmitteilung zum 31. März 2026 wesentliche Chancen und Risiken in den jeweiligen Segmenten dar, sofern sie sich im Berichtszeitraum relevant verändert haben oder neu aufgetreten beziehungsweise entfallen sind. Bestandsgefährdende Risiken sind für den EnBW-Konzern derzeit nicht zu erkennen. Eine umfassende Darstellung der Chancen- und Risikolage enthält der Geschäftsbericht 2025 ab Seite 121.

Die Bandbreiten zur Klassifizierung der Chancen-/Risikoausprägung stellen sich wie folgt dar:

Klassifizierung der Chancen-/Risikoausprägung

Ausprägung	Adjusted EBITDA	Nettoschulden
Gering	> 0 Mio. € bis < 200 Mio. €	> 0 Mio. € bis < 600 Mio. €
Moderat	≥ 200 Mio. € bis < 550 Mio. €	≥ 600 Mio. € bis < 2.000 Mio. €
Signifikant	≥ 550 Mio. € bis < 1.000 Mio. €	≥ 2.000 Mio. € bis < 3.500 Mio. €
Wesentlich	≥ 1.000 Mio. €	≥ 3.500 Mio. €

Das Risiko Wasserkonzession Stuttgart besteht seit dem zweiten Quartal 2026 nicht mehr. Die Landeskartellbehörde für Energie und Wasser Baden-Württemberg hat der im Oktober 2025 erzielten Einigung zwischen Landeshauptstadt Stuttgart und Netze BW im April 2026 zugestimmt und daraufhin die anhängigen Rechtsstreitigkeiten beendet.

Segmentübergreifende Chancen und Risiken

Diskontierungszins Pensionsrückstellungen: Grundsätzlich ergibt sich bei einer Veränderung des Diskontierungszinses für die Pensionsrückstellungen eine Chance beziehungsweise ein Risiko, da der Barwert der Pensionsrückstellungen bei einem höheren Diskontierungszinssatz sinkt und bei einem niedrigeren Diskontierungszinssatz steigt. Zum Stichtag 30. Juni 2026 betrug der Diskontierungszinssatz 4,35 % und lag damit 0,15 Prozentpunkte über dem Wert zum Jahresresultimo 2025 (4,2 %). Vor dem Hintergrund der erwarteten Zinsentwicklung sehen wir für das Jahr 2026 eine seit dem Vorjahresresultimo unverändert signifikante Chancenausprägung. Die Risikoausprägung ist seit dem ersten Quartal 2026 gegenüber dem Vorjahresresultimo von signifikant auf moderat gesunken und seitdem unverändert. Diese wirkt sich auf die Nettoschulden und damit auf die Top-Leistungskennzahl Schuldentilgungspotenzial aus.

Marginleistungen/Liquiditätsbedarf: Die Liquiditätsplanung des Konzerns unterliegt naturgemäßen Unsicherheiten, insbesondere durch Marginzahlungen. Über den Rahmen der üblichen Marginleistungen hinaus führen die sprunghaften Preisveränderungen und eine hohe Volatilität im Marktumfeld des Energiehandels an den Commodity-Börsen (EEX/ICE) zu hohen Liquiditätszuflüssen beziehungsweise -abflüssen in Form von Marginausgleichszahlungen. Das Risiko wird durch den Einsatz von Bankgarantien anstelle von Barsicherheiten deutlich reduziert. Darüber hinaus resultieren Kreditrisiken aus der Liquiditätssicherung bei Tochterunternehmen. Durch die Aufnahme einer Tochtergesellschaft in den Cashpool der EnBW im zweiten Quartal 2026 ergeben sich aktuell Nettingeffekte, die aufgrund der unterschiedlichen Marktpositionierung zu einer Reduzierung der Margining-Risiken beitragen. Die Chancenausprägung für das Jahr 2026 ist seit dem Jahresultimo 2025 im ersten Quartal 2026 von wesentlich auf moderat gesunken und seitdem unverändert. Die Risikoausprägung ist im Vergleich zum Jahresultimo 2025 wieder signifikant, nachdem sie zwischenzeitlich im ersten Quartal 2026 von signifikant auf moderat gesunken war. Diese wirkt sich auf die Nettoschulden und damit auf die Top-Leistungskennzahl Schuldentilgungspotenzial aus.

Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur

Bewirtschaftung Gasspeicher: Derzeit erschweren geringe Sommer-Winter-Spreads und die damit verbundenen fehlenden wirtschaftlichen Anreize für Gashändler die Buchung und wirtschaftliche Nutzung von Speicherkapazitäten. Für Speicherbetreiber führt die geringere Nachfrage nach Speicherkapazitäten zu eingeschränkten Vermarktungsmöglichkeiten. Eine geringere Speicherbefüllung kann kurzfristig zusätzliche Handels- und Liquiditätschancen für Gashändler eröffnen, steht jedoch der Funktion von Gasspeichern zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit entgegen. Fehlende kommerzielle Anreize können sowohl die Ertragsmöglichkeiten der Gashändler als auch die Vermarktungserlöse der Speicherbetreiber beeinträchtigen und dadurch die Funktionsfähigkeit des Speichermarktes schwächen. Die weitere Entwicklung hängt maßgeblich von den regulatorischen Rahmenbedingungen sowie der geopolitischen Lage in Deutschland und Europa ab. Im Berichtsjahr besteht zum 30. Juni 2026 erstmals eine geringe Chancen- und Risikoausprägung. Diese wirkt sich auf die Top-Leistungskennzahl Adjusted EBITDA und damit mittelbar über den Retained Cashflow auf die Top-Leistungskennzahl Schuldentilgungspotenzial aus.

Konzernhalbjahresabschluss

Gewinn- und Verlustrechnung

in Mio. €	1.4.–30.6.2026 ¹	1.4.–30.6.2025 ¹	1.1.–30.6.2026	1.1.–30.6.2025
Umsatzerlöse inklusive Strom- und Energiesteuern	9.480,6	7.648,5	19.369,1	17.744,5
Strom- und Energiesteuern	-94,1	-103,9	-237,0	-246,3
Umsatzerlöse	9.386,5	7.544,6	19.132,1	17.498,2
Bestandsveränderung	35,8	35,0	70,4	61,2
Andere aktivierte Eigenleistungen	121,0	114,1	220,6	194,9
Sonstige betriebliche Erträge	367,5	461,0	1.170,0	1.134,9
Materialaufwand	-7.663,7	-5.925,5	-15.033,3	-13.528,4
Personalaufwand	-927,3	-830,4	-1.808,8	-1.605,0
Wertberichtigungsaufwand ²	-7,0	-2,2	-27,5	-23,5
Sonstige betriebliche Aufwendungen	-557,2	-646,3	-1.866,5	-1.355,3
EBITDA	755,6	750,3	1.857,0	2.377,0
Abschreibungen	-501,1	-506,6	-942,7	-1.055,9
Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit (EBIT)	254,5	243,7	914,3	1.321,1
Beteiligungsergebnis	69,1	46,6	12,0	80,4
davon Ergebnis at equity bewerteter Unternehmen	(24,3)	(20,9)	(-40,9)	(40,6)
davon übriges Beteiligungsergebnis	(44,8)	(25,7)	(52,9)	(39,8)
Finanzergebnis	102,6	-142,0	-42,8	-247,9
davon Finanzerträge	(350,0)	(207,1)	(560,9)	(454,7)
davon Finanzaufwendungen	(-247,4)	(-349,1)	(-603,7)	(-702,6)
Ergebnis vor Ertragsteuern (EBT)	426,2	148,3	883,5	1.153,6
Ertragsteuern	-77,3	-64,0	-199,5	-309,5
Konzernüberschuss	348,9	84,3	684,0	844,1
davon auf nicht beherrschende Anteile entfallendes Ergebnis	(221,3)	(175,3)	(460,9)	(381,1)
davon auf die Aktionäre der EnBW AG entfallendes Ergebnis	(127,6)	(-91,0)	(223,1)	(463,0)
Aktien im Umlauf (Mio. Stück), gewichtet	324,411	270,855	324,411	270,855
Ergebnis je Aktie aus Konzernüberschuss (€)³	0,39	-0,34	0,69	1,71

¹ Die freiwillige Angabe der Quartalswerte für den Zeitraum 1.4.–30.6. ist nicht Gegenstand der prüferischen Durchsicht zum 30.6.2026.

² Gemäß IFRS 9.

³ Verwässert und unverwässert; bezogen auf das auf die Aktionäre der EnBW AG entfallende Ergebnis.

Gesamtergebnisrechnung

in Mio. €	1.4.–30.6.2026 ¹	1.4.–30.6.2025 ¹	1.1.–30.6.2026	1.1.–30.6.2025
Konzernüberschuss	348,9	84,3	684,0	844,1
Neubewertung von Pensionen und ähnlichen Verpflichtungen	-19,1	-73,6	132,6	233,5
At equity bewertete Unternehmen	0,0	0,1	0,0	0,0
Ertragsteuern auf ergebnisneutral erfasste Aufwendungen und Erträge	10,9	23,8	-32,2	-62,7
Summe der direkt im Eigenkapital erfassten Aufwendungen und Erträge ohne künftige ergebniswirksame Umgliederung	-8,2	-49,7	100,4	170,8
Unterschied aus der Währungsumrechnung	17,9	-32,9	20,8	-8,9
davon unrealisierte Marktwertänderungen	(17,9)	(-25,3)	(3,5)	(-8,9)
davon realisierte Marktwertänderungen	(0,0)	(-7,6)	(17,3)	(0,0)
Cashflow Hedge	-49,2	-107,7	164,7	-406,4
davon unrealisierte Marktwertänderungen	(-150,1)	(-58,6)	(240,9)	(-267,3)
davon realisierte Marktwertänderungen	(100,9)	(-49,1)	(-76,2)	(-139,1)
Finanzielle Vermögenswerte erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert	31,4	18,6	-5,0	7,6
davon unrealisierte Marktwertänderungen	(29,6)	(17,5)	(-6,7)	(6,7)
davon realisierte Marktwertänderungen	(1,8)	(1,1)	(1,7)	(0,9)
At equity bewertete Unternehmen	2,4	-1,9	1,8	-2,2
davon unrealisierte Marktwertänderungen	(2,4)	(-1,9)	(1,8)	(-2,2)
Ertragsteuern auf ergebnisneutral erfasste Aufwendungen und Erträge	-32,3	30,4	-71,6	91,4
Summe der direkt im Eigenkapital erfassten Aufwendungen und Erträge mit künftiger ergebniswirksamer Umgliederung	-29,8	-93,5	110,7	-318,5
Summe der direkt im Eigenkapital erfassten Aufwendungen und Erträge	-38,0	-143,2	211,1	-147,7
Gesamtergebnis	310,9	-58,9	895,1	696,4
davon auf nicht beherrschende Anteile entfallendes Ergebnis	(153,9)	(183,4)	(478,9)	(368,2)
davon auf die Aktionäre der EnBW AG entfallendes Ergebnis	(157,0)	(-242,3)	(416,2)	(328,2)

¹ Die freiwillige Angabe der Quartalswerte für den Zeitraum 1.4.–30.6. ist nicht Gegenstand der prüferischen Durchsicht zum 30.6.2026.

Bilanz

in Mio. €	30.6.2026	31.12.2025
Aktiva		
Langfristige Vermögenswerte		
Immaterielle Vermögenswerte	2.828,5	2.864,5
Sachanlagen	36.228,1	34.930,1
At equity bewertete Unternehmen	1.120,9	1.167,2
Sonstige finanzielle Vermögenswerte	6.573,7	6.481,6
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	298,7	306,0
Sonstige Vermögenswerte	1.165,3	999,0
Latente Steuern	119,2	123,7
	48.334,4	46.872,1
Kurzfristige Vermögenswerte		
Vorratsvermögen	2.795,8	2.417,2
Finanzielle Vermögenswerte	3.892,7	5.365,6
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	4.405,1	4.318,1
Sonstige Vermögenswerte	4.594,8	4.100,1
Flüssige Mittel	4.036,3	4.330,4
	19.724,7	20.531,4
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	109,4	25,5
	19.834,1	20.556,9
	68.168,5	67.429,0
Passiva		
Eigenkapital		
Anteile der Aktionäre der EnBW AG		
Gezeichnetes Kapital	845,2	845,2
Kapitalrücklage	3.741,5	3.741,5
Gewinnrücklagen	8.486,3	8.826,5
Eigene Aktien	-204,1	-204,1
Kumulierte erfolgsneutrale Veränderungen	-195,0	-307,8
	12.673,9	12.901,3
Nicht beherrschende Anteile	9.145,6	8.774,2
	21.819,5	21.675,5
Langfristige Schulden		
Rückstellungen	9.761,5	9.949,7
Latente Steuern	1.170,8	1.048,3
Finanzverbindlichkeiten	18.012,7	17.686,1
Sonstige Verbindlichkeiten und Zuschüsse	3.862,0	3.619,2
	32.807,0	32.303,3
Kurzfristige Schulden		
Rückstellungen	2.466,7	2.427,9
Finanzverbindlichkeiten	1.426,4	2.126,4
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	4.888,9	4.769,9
Sonstige Verbindlichkeiten und Zuschüsse	4.727,9	4.108,8
	13.509,9	13.433,0
Schulden in Verbindung mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten	32,1	17,2
	13.542,0	13.450,2
	68.168,5	67.429,0

Kapitalflussrechnung

in Mio. €	1.1.– 30.6.2026	1.1.– 30.6.2025
1. Operativer Bereich		
Konzernüberschuss	684,0	844,1
Ertragsteuern	199,5	309,5
Beteiligungs- und Finanzergebnis	30,8	167,5
Abschreibungen	942,7	1.055,9
Veränderung der Rückstellungen ohne Verpflichtungen aus Emissionsrechten	-284,7	-538,3
Ergebnis aus Veräußerungen des Anlagevermögens	-5,6	-14,0
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen/Erträge	-318,4	134,4
Veränderung operativer Vermögenswerte und Schulden	489,2	616,4
Saldo aus Vorräten und Verpflichtungen aus Emissionsrechten	(69,9)	(975,4)
Saldo aus Forderungen und Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen, noch nicht fakturierten Leistungen und erhaltenen und geleisteten Anzahlungen	(271,9)	(56,8)
Saldo aus sonstigen Vermögenswerten und Schulden	(147,4)	(-415,8)
Gezahlte und erstattete Ertragsteuern	-24,3	-73,7
Operating Cashflow	1.713,2	2.501,8
2. Investitionsbereich		
Investitionen in immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	-2.335,7	-2.613,3
Verkäufe von immateriellen Vermögenswerten und Sachanlagen	33,5	27,3
Zugänge von Investitionszuschüssen	5,4	3,3
Auszahlungen für Unternehmenserwerbe und für Anteile an at equity bilanzierten Unternehmen sowie an gemeinschaftlichen Tätigkeiten	-34,5	-426,3
Einzahlungen aus Unternehmensverkäufen und aus Anteilen an at equity bilanzierten Unternehmen sowie an gemeinschaftlichen Tätigkeiten	60,3	6,3
Veränderung von Wertpapieren, Geldanlagen und sonstigen finanziellen Vermögenswerten ¹	1.253,5	1.226,8
Erhaltene Zinsen	166,4	167,7
Erhaltene Dividenden	85,8	65,8
Cashflow aus Investitionstätigkeit¹	-765,3	-1.542,4
3. Finanzierungsbereich		
Gezahlte Zinsen	-225,4	-229,3
Gezahlte Dividenden	-605,0	-494,9
Einzahlungen aus Anteilsveränderungen weiterhin vollkonsolidierter Unternehmen	0,0	5,1
Auszahlungen aus Anteilsveränderungen weiterhin vollkonsolidierter Unternehmen	-11,8	-5,0
Aufnahme von Finanzverbindlichkeiten	1.113,1	684,2
Tilgung von Finanzverbindlichkeiten	-1.535,0	-1.233,3
Tilgung von Leasingverbindlichkeiten	-110,7	-114,2
Einzahlungen aus Kapitalerhöhungen von Minderheitsgesellschaftern	319,1	205,3
Auszahlungen aus Kapitalherabsetzungen an Minderheitsgesellschafter	-2,3	-14,9
Sonstige Auszahlungen an Minderheitsgesellschafter	-194,0	-144,0
Cashflow aus Finanzierungstätigkeit	-1.252,0	-1.341,0
Zahlungswirksame Veränderung der flüssigen Mittel¹	-304,1	-381,6
Veränderung der flüssigen Mittel aufgrund von Konsolidierungskreisänderungen	1,7	5,3
Währungskursveränderungen und sonstige Wertänderungen der flüssigen Mittel	18,4	-24,0
Veränderung der flüssigen Mittel¹	-284,0	-400,3
Flüssige Mittel am Anfang der Periode ^{1,2}	4.330,4	5.682,1
Flüssige Mittel am Ende der Periode¹	4.046,4	5.281,8
davon flüssige Mittel innerhalb der kurzfristigen Vermögenswerte ¹	(4.036,3)	(5.281,3)
davon flüssige Mittel der zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerte	(10,1)	(0,5)

¹ Vorjahreszahlen angepasst. Weitere Angaben im Abschnitt „Anpassung von Vorjahreszahlen“ im Kapitel „Änderungen der Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden“.

² In der Vergleichsperiode weicht der Anfangsbestand der flüssigen Mittel in der Kapitalflussrechnung zum 1.1.2025 vom Wert der flüssigen Mittel in der Bilanz ab, da 0,5 Mio. € in der Bilanz zum 31.12.2024 in der Zeile „Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte“ ausgewiesen wurden.

Eigenkapitalveränderungsrechnung

in Mio. €

Kumulierte erfolgsneutrale Veränderungen¹

	Gezeichnetes Kapital	Kapitalrücklage	Gewinnrücklagen	Eigene Aktien	Neubewertung von Pensionen und ähnlichen Verpflichtungen	Unterschied aus der Währungsumrechnung	Cashflow Hedge	Finanzielle Vermögenswerte erfolgneutral zum beizulegenden Zeitwert	At equity bewertete Unternehmen	Anteile der Aktionäre der EnBW AG	Nicht beherrschende Anteile	Summe
Stand: 1.1.2025	708,0	774,3	9.400,5	-204,1	-1.175,6	112,5	609,9	7,8	-0,4	10.232,9	7.534,9	17.767,8
Direkt im Eigenkapital erfasste Aufwendungen und Erträge					165,9	-24,1	-279,7	5,4	-2,3	-134,8	-12,9	-147,7
Konzernüberschuss			463,0							463,0	381,1	844,1
Gesamtergebnis	0,0	0,0	463,0	0,0	165,9	-24,1	-279,7	5,4	-2,3	328,2	368,2	696,4
Ausbuchung in die Anschaffungskosten von gesicherten Geschäften							14,8			14,8	0,0	14,8
Dividenden			-433,4							-433,4	-318,5	-751,9
Veränderungen nicht beherrschender Anteile durch Anteilsverkäufe			0,0							0,0	5,1	5,1
Veränderungen nicht beherrschender Anteile durch Anteilserwerbe			-5,0							-5,0	0,0	-5,0
Übrige Veränderungen ²			0,0							0,0	55,6	55,6
Stand: 30.6.2025	708,0	774,3	9.425,1	-204,1	-1.009,7	88,4	345,0	13,2	-2,7	10.137,5	7.645,3	17.782,8
Stand: 1.1.2026	845,2	3.741,5	8.826,5	-204,1	-847,4	72,0	463,5	10,7	-6,6	12.901,3	8.774,2	21.675,5
Direkt im Eigenkapital erfasste Aufwendungen und Erträge					96,3	21,1	77,9	-4,1	1,9	193,1	18,0	211,1
Konzernüberschuss			223,1							223,1	460,9	684,0
Gesamtergebnis	0,0	0,0	223,1	0,0	96,3	21,1	77,9	-4,1	1,9	416,2	478,9	895,1
Ausbuchung in die Anschaffungskosten von gesicherten Geschäften							-80,3			-80,3	0,0	-80,3
Dividenden			-551,5							-551,5	-337,5	-889,0
Veränderungen nicht beherrschender Anteile durch Anteilserwerbe			-11,8							-11,8	0,0	-11,8
Übrige Veränderungen ²			0,0							0,0	230,0	230,0
Stand: 30.6.2026	845,2	3.741,5	8.486,3	-204,1	-751,1	93,1	461,1	6,6	-4,7	12.673,9	9.145,6	21.819,5

¹ Davon kumulierte erfolgsneutrale Veränderungen in Verbindung mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten zum 30.6.2026 in Höhe von -6,8 Mio. € (1.1.2026: 0,0 Mio. €, 30.6.2025: 0,0 Mio. €, 1.1.2025: 0,0 Mio. €). Auf die Aktionäre der EnBW AG entfallend: -6,8 Mio. € (1.1.2026: 0,0 Mio. €, 30.6.2025: 0,0 Mio. €, 1.1.2025: 0,0 Mio. €).

² Davon Kapitalerhöhungen durch Minderheitsgesellschafter in Höhe von 331,7 Mio. € (Vorjahr: 205,3 Mio. €). Davon Kapitalherabsetzungen durch Minderheitsgesellschafter in Höhe von 101,7 Mio. € (Vorjahr: 151,4 Mio. €).

Anmerkungen und Erläuterungen

Allgemeine Grundlagen

Der Konzernhalbjahresabschluss ist in Übereinstimmung mit den International Financial Reporting Standards (IFRS), die verpflichtend in der Europäischen Union (EU) anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 115 WpHG zu beachtenden Vorschriften aufgestellt. Noch nicht verpflichtend in Kraft getretene Standards und Interpretationen werden nicht angewendet.

Die für den Konzernhalbjahresabschluss zum 30. Juni 2026 angewandten Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden, Konsolidierungsgrundsätze sowie die Ermittlungsmethoden und Inputparameter zur Bemessung des beizulegenden Zeitwerts entsprechen mit Ausnahme der nachfolgend beschriebenen Neuregelungen denen des Konzernabschlusses zum 31. Dezember 2025.

Die anhaltenden geopolitischen Spannungen, insbesondere im Nahen und Mittleren Osten, prägen ein herausforderndes Umfeld in der Energiewirtschaft. Die Ereignisse bergen Chancen und Risiken im Hinblick auf steigende Marktvolatilität sowie darüber hinaus Risiken aus eventuell zunehmender Inflation und steigenden Zinssätzen, einer sich abschwächenden Wirtschaft und gestörten Lieferketten.

Im Einklang mit IAS 34 wurde für die Darstellung des Konzernabschlusses der EnBW AG zum 30. Juni 2026 ein gegenüber dem Konzernabschluss zum 31. Dezember 2025 verkürzter Berichtsumfang gewählt.

Neben der Gewinn- und Verlustrechnung werden die Gesamtergebnisrechnung, die Bilanz, die verkürzte Kapitalflussrechnung sowie die Eigenkapitalveränderungsrechnung des EnBW-Konzerns gesondert dargestellt. Aus rechentechnischen Gründen können Rundungsdifferenzen auftreten.

Änderungen der Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

Erstmalige Anwendung geänderter Rechnungslegungsstandards

Das International Accounting Standards Board (IASB) hat folgende neue Standards beziehungsweise Änderungen an bestehenden Standards neu verabschiedet, die ab dem Geschäftsjahr 2026 verpflichtend anzuwenden sind:

Erstmalige Anwendung geänderter Rechnungslegungsstandards

Verlautbarung	Änderungen	Anwendungspflicht für den EnBW-Konzern	Auswirkungen auf den EnBW-Konzernabschluss
Änderung an IFRS 9 und IFRS 7 betreffend die Klassifizierung und Bewertung von Finanzinstrumenten	Klarstellung zum Ausbuchungszeitpunkt elektronisch übertragener finanzieller Verbindlichkeiten, zur Anwendung des Zahlungsstromkriteriums bei der Kategorisierung von Finanzinstrumenten und zusätzlichen Angabepflichten in IFRS 7.	1.1.2026	Die Änderung führt zu keinen Auswirkungen.
Änderung an IFRS 9 und IFRS 7 betreffend die Bilanzierung von Stromlieferverträgen	Die Änderungen und Klarstellungen betreffen die Anwendung der Eigenbedarfsausnahme in IFRS 9.2.4 (Own Use Exemption), die auch auf Stromlieferverträge anwendbar ist, bei denen die tatsächlich gelieferte Menge naturbedingt unsicher ist. Wenn solche Verträge als Sicherungsinstrumente verwendet werden, ist ein Hedge Accounting auch dann zulässig, wenn die Unsicherheit der Cashflows nicht preis-, sondern mengenbedingt ist und die als Grundgeschäft designierte Menge einen Bezug zum Sicherungsinstrument aufweist. Zusätzliche Anhangangaben in IFRS 7 sollen die Auswirkungen solcher Verträge auf das Ergebnis und die künftigen Zahlungsströme des Unternehmens offenlegen.	1.1.2026	Die neuen Regelungen zur Bildung von Sicherungsbeziehungen führen zu einer verbesserten bilanziellen Abbildung wirksamer Risikomanagementstrategien. Stromlieferverträge aus naturabhängiger Erzeugung mit variablem Nominalvolumen können nun als Sicherungsinstrumente designiert werden.
Jährliche Verbesserungen zu IFRS 2024	Klarstellende Änderungen in IFRS 7, IFRS 9, IFRS 10 und IAS 7.	1.1.2026	Keine wesentlichen Auswirkungen.

Auswirkungen neuer, noch nicht anzuwendender Rechnungslegungsstandards

Das IASB veröffentlichte die nachfolgenden Änderungen an Standards, deren Anwendung im Geschäftsjahr 2026 noch nicht verpflichtend ist. Die künftige Anwendung setzt die Übernahme durch die EU in europäisches Recht voraus. Eine vorzeitige Anwendung ist nicht beabsichtigt.

Auswirkungen neuer, noch nicht anzuwendender Rechnungslegungsstandards

Verlautbarung	Änderungen	Anwendungspflicht für den EnBW-Konzern	Voraussichtliche Auswirkungen auf den EnBW-Konzernabschluss
IFRS 18: Darstellung und Angaben im Abschluss	Einführung von Kategorien und Zwischensummen in der GuV, Angaben zu managementdefinierten Erfolgskennzahlen sowie geänderte Ausgangsgröße in der Kapitalflussrechnung.	1.1.2027	Durch die verpflichtende Zuordnung wird es zu Verschiebungen in der GuV-Struktur kommen. Hierbei werden insbesondere Aufwendungen und Erträge aus dem Finanzergebnis der künftigen Investitionskategorie zugeordnet. Aus dem operativen Betriebsergebnis sind die Mieterträge von als Finanzanlage gehaltenen Immobilien sowie deren Abschreibungen künftig im Investitionsergebnis auszuweisen. Außerdem wird die Startgröße der Kapitalflussrechnung nicht mehr der Konzernüberschuss, sondern das operative Betriebsergebnis sein. Weitere Anhangangaben, insbesondere zu managementdefinierten Erfolgskennzahlen, werden auch erforderlich sein.
IFRS 19: Tochterunternehmen ohne öffentliche Rechenschaftspflicht: Angaben; inkl. Änderungen an IFRS 19 vom 21.8.2025	Erleichterungen bei den Angabepflichten für Tochterunternehmen, die keiner eigenen öffentlichen Rechenschaftspflicht unterliegen und deren Mutterunternehmen IFRS für ihren offenen Konzernabschluss anwenden.	1.1.2027 ¹	Keine Auswirkungen auf den EnBW-Konzernabschluss. Die Erleichterungen können bei freiwilligen IFRS-Teilkonzernabschlüssen gem. § 315e Abs. 3 HGB von Tochterunternehmen angewandt werden. IFRS-Einzelabschlüsse werden im EnBW-Konzern nicht erstellt.
IAS 21: Auswirkungen von Wechselkursänderungen	Die Änderung zielt auf die Umrechnung von Abschlüssen von einer nicht hochinflationären Währung in eine hochinflationäre Währung ab.	1.1.2027 ¹	Keine Auswirkungen auf den EnBW-Konzernabschluss.
Änderungen an IAS 28 betreffend Fair-Value-Option	Unternehmen, deren Hauptgeschäftstätigkeit nach IFRS 18 darin besteht, in bestimmte Arten von Vermögenswerten zu investieren, können ihre Anteile an assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewerten.	1.1.2027 ¹	Keine Auswirkungen auf den EnBW-Konzernabschluss. Eine Hauptgeschäftstätigkeit, in Vermögenswerte zu investieren, besteht bei der EnBW nicht.
IFRS 20: Regulatorische Vermögenswerte und regulatorische Verbindlichkeiten	Einführung eines Bilanzierungsmodells für regulatorische Vermögenswerte und Schulden. Zeitliche Differenzen zwischen Leistungserbringung und Vergütung preisregulierter Waren und Dienstleistungen sollen durch den Ansatz von regulatorischen Vermögenswerten und Verbindlichkeiten Auswirkungen von Preisregulierung auf die finanzielle Performance und Vermögenslage eines Unternehmens vollständig und periodengerecht abbilden.	1.1.2029 ¹	Die Auswirkungen werden aktuell noch analysiert. Sollten preisregulierte Geschäfte insbesondere im Bereich Strom- und Gasnetze bei der EnBW die Ansatzkriterien des IFRS 20 erfüllen, kommt es zu einem verpflichtenden Ansatz von regulatorischen Vermögenswerten und Verbindlichkeiten sowie zur Erfassung von regulatorischen Erträgen und Aufwendungen. Es werden umfangreiche Anhangangaben erforderlich sein.

¹ Die Datumsangabe bezieht sich auf den vorgesehenen Anwendungszeitpunkt durch das IASB. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht steht noch aus.

Anpassung von Vorjahreszahlen

In der Vergleichsperiode des Vorjahres wurden Geldanlagen mit geringer Fälligkeit, die den flüssigen Mitteln zuzuordnen sind, innerhalb der kurzfristigen finanziellen Vermögenswerte ausgewiesen. Zur korrekten Abbildung der Zuordnung in der Kapitalflussrechnung wurde der Finanzmittelfonds per 1. Januar 2025 um 850 Mio. € erhöht. Der in der Zeile „Veränderung Wertpapiere, Geldanlagen und sonstige finanzielle Vermögenswerte“ innerhalb des Cashflows aus Investitionstätigkeit ausgewiesene Zahlungsmittelzufluss wurde um 300 Mio. € reduziert. Die Anpassung betrifft eine Umgliederung innerhalb der kurzfristigen Vermögenswerte und hat keine Auswirkungen auf die Leistungskennzahlen des Konzerns.

Konsolidierungskreis

In den Konzernabschluss werden nach der Vollkonsolidierungsmethode alle Tochterunternehmen einbezogen, die vom Konzern beherrscht werden. Die Equity-Methode kommt zur Anwendung, wenn eine gemeinsame Vereinbarung in Form eines Gemeinschaftsunternehmens vorliegt oder wenn die Möglichkeit eines maßgeblichen Einflusses auf die Geschäftspolitik des assoziierten Unternehmens besteht, aber nicht die Voraussetzungen eines Tochterunternehmens vorliegen. Gemeinsame Vereinbarungen, die als gemeinschaftliche Tätigkeiten klassifiziert sind, werden entsprechend dem Anteil des Mutterunternehmens an den Vermögenswerten, Schulden, Erträgen und Aufwendungen in Übereinstimmung mit den jeweiligen maßgeblichen IFRS erfasst.

Wechselseitige Beteiligungen nach §19 Abs. 1 AktG liegen im EnBW-Konzern nicht vor.

Der Konsolidierungskreis setzt sich wie folgt zusammen:

Art der Konsolidierung

Anzahl Unternehmen	30.6.2026	31.12.2025	30.6.2025
Vollkonsolidierte Unternehmen	594	590	562
At equity bewertete Unternehmen	24	25	25
Gemeinschaftliche Tätigkeiten	3	3	3

Umsatzerlöse

Neben Erlösen aus Verträgen mit Kund*innen bestehen weitere Erlöse im Rahmen der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit. Es ergibt sich folgende Aufteilung:

in Mio. €	11.– 30.6.2026	11.– 30.6.2025
Erlöse aus Verträgen mit Kund*innen	18.788,5	17.117,7
Sonstige Umsatzerlöse	343,6	380,5
Gesamt	19.132,1	17.498,2

Der Anstieg der Umsatzerlöse gegenüber dem Vorjahreswert um 1.633,9 Mio. € auf 19.132,1 Mio. € ist im Wesentlichen auf positive Preiseffekte im Gashandel zurückzuführen, während gesunkene Absatzmengen im Strom- und Gashandel gegenläufig wirkten.

Die nachfolgenden Tabellen enthalten eine Aufteilung der Umsatzerlöse nach Regionen und Produkten.

Außenumsatz nach Regionen

11.–30.6.2026 in Mio. €	Systemkritische Infrastruktur	Nachhaltige Erzeu- gungsinfrastruktur	Intelligente Infra- struktur für Kund*innen	Sonstiges/ Konsolidierung	Gesamt
Erlöse aus Verträgen mit Kund*innen nach Regionen	3.591,5	8.460,2	6.714,7	22,1	18.788,5
Deutschland	(3.488,5)	(4.451,8)	(5.154,6)	(17,4)	(13.112,3)
Europäischer Währungs- raum ohne Deutschland	(0,5)	(3.688,2)	(273,8)	(0,0)	(3.962,5)
Restliches Europa	(102,4)	(287,4)	(1.280,0)	(4,7)	(1.674,5)
Anderes Ausland	(0,1)	(32,8)	(6,3)	(0,0)	(39,2)
Sonstige Umsatzerlöse	340,2	3,4	0,0	0,0	343,6
Gesamt	3.931,7	8.463,6	6.714,7	22,1	19.132,1

Außenumsatz nach Regionen

1.1.–30.6.2025 in Mio. €	Systemkritische Infrastruktur	Nachhaltige Erzeu- gungsinfrastruktur	Intelligente Infra- struktur für Kund*innen	Sonstiges/ Konsolidierung	Gesamt
Erlöse aus Verträgen mit Kund*innen nach Regionen	3.158,5	6.803,2	7.134,2	21,8	17.117,7
Deutschland	(3.048,5)	(3.790,2)	(5.571,9)	(16,7)	(12.427,3)
Europäischer Währungs- raum ohne Deutschland	(3,4)	(2.696,4)	(308,2)	(0,7)	(3.008,7)
Restliches Europa	(106,5)	(309,7)	(1.253,1)	(4,3)	(1.673,6)
Anderes Ausland	(0,1)	(6,9)	(1,0)	(0,1)	(8,1)
Sonstige Umsatzerlöse	378,9	1,6	0,0	0,0	380,5
Gesamt	3.537,4	6.804,8	7.134,2	21,8	17.498,2

Außenumsatz nach Produkten

1.1.–30.6.2026 in Mio. €	Systemkritische Infrastruktur	Nachhaltige Erzeu- gungsinfrastruktur	Intelligente Infra- struktur für Kund*innen	Sonstiges/ Konsolidierung	Gesamt
Erlöse aus Verträgen mit Kund*innen nach Produkten	3.591,6	8.460,1	6.714,7	22,1	18.788,5
Strom	(2.611,2)	(2.439,6)	(3.058,5)	(2,3)	(8.111,6)
Gas	(571,4)	(5.668,5)	(3.184,6)	(1,1)	(9.425,6)
Energie- und Umwelt- dienstleistungen/Sonsti- ges	(409,0)	(352,0)	(471,6)	(18,7)	(1.251,3)
Sonstige Umsatzerlöse	340,1	3,5	0,0	0,0	343,6
Gesamt	3.931,7	8.463,6	6.714,7	22,1	19.132,1

Außenumsatz nach Produkten

1.1.–30.6.2025 in Mio. €	Systemkritische Infrastruktur	Nachhaltige Erzeu- gungsinfrastruktur	Intelligente Infra- struktur für Kund*innen	Sonstiges/ Konsolidierung	Gesamt
Erlöse aus Verträgen mit Kund*innen nach Produkten	3.158,5	6.803,2	7.134,2	21,8	17.117,7
Strom	(2.335,3)	(3.205,0)	(3.476,1)	(5,7)	(9.022,1)
Gas	(504,5)	(3.354,9)	(3.244,3)	(1,1)	(7.104,8)
Energie- und Umwelt- dienstleistungen/Sonsti- ges	(318,7)	(243,3)	(413,8)	(15,0)	(990,8)
Sonstige Umsatzerlöse	378,9	1,6	0,0	0,0	380,5
Gesamt	3.537,4	6.804,8	7.134,2	21,8	17.498,2

Die Umsatzerlöse resultieren im Wesentlichen aus Gütern und Dienstleistungen, die über einen bestimmten Zeitraum erfüllt werden.

Abschreibungen

in Mio. €	1.1.– 30.6.2026	1.1.– 30.6.2025
Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte	110,3	212,0
Abschreibungen auf Sachanlagevermögen	691,5	736,0
Abschreibungen auf als Finanzinvestition gehaltene Immobilien	0,8	0,8
Abschreibungen auf Nutzungsrechte aus Leasingverhältnissen	140,1	107,1
Gesamt	942,7	1.055,9
davon planmäßig	(875,9)	(865,9)
davon außerplanmäßig	(66,8)	(190,0)

In der Berichtsperiode entfallen außerplanmäßige Abschreibungen in Höhe von 49,6 Mio. € auf eine zahlungsmittelgenerierende Einheit im Segment Intelligente Infrastruktur für Kund*innen. Die Wertberichtigung betrifft den Geschäftsbereich Energielösungen. Hier wurden immaterielle Vermögenswerte mit 11,4 Mio. € sowie Sachanlagen und Nutzungsrechte aus Leasingverhältnissen in Höhe von 38,2 Mio. € wertberichtigt. Ursächlich für die Abschreibungen ist eine Anpassung des Geschäftsmodells. Die im Rahmen der Bewertung verwendeten Diskontierungszinssätze beliefen sich auf 5,9% bis 6,7% nach Steuern beziehungsweise 8,6% bis 9,1% vor Steuern (Geschäftsjahr 2025: 9,6% nach Steuern beziehungsweise 14,1% vor Steuern).

Der erzielbare Betrag wurde auf Basis des beizulegenden Zeitwerts abzüglich Veräußerungskosten ermittelt und entspricht der Stufe 3 der Bewertungshierarchie des IFRS 13.

Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte

Der Anstieg der zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerte steht im Wesentlichen im Zusammenhang mit den geplanten Veräußerungen der schwedischen Tochterunternehmen sowie mehrerer Tochterunternehmen in Frankreich, jeweils im Segment Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur. Der Ausweis betrifft vor allem Sachanlagen, insbesondere Erzeugungsanlagen sowie Anlagen im Bau. Gegenläufig wirkt die inzwischen erfolgte Veräußerung des Anteils am Gemeinschaftskraftwerk Lippendorf im Segment Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur. Der Ausweis betraf im Wesentlichen Sachanlagen, insbesondere Erzeugungsanlagen. Die Schulden in Verbindung mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten betreffen ebenfalls die Veräußerungen der Tochtergesellschaften.

Die kumuliert im sonstigen Ergebnis erfassten Fremdwährungsverluste, die auf zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte und Schulden zum 30. Juni 2026 entfallen, betragen 6,8 Mio. €.

Dividende

Die Hauptversammlung der EnBW AG stimmte am 7. Mai 2026 dem Vorschlag des Vorstands und des Aufsichtsrats zu, eine Dividende von 1,70 € je Aktie für das Geschäftsjahr 2025 auszuschütten. Die Auszahlung der Dividende an die Aktionäre in Höhe von 551,5 Mio. € erfolgte am 12. Mai 2026. Im Vorjahr wurde für das Geschäftsjahr 2024 eine Dividende von 1,60 € je Aktie ausgeschüttet.

Angaben zum beizulegenden Zeitwert

Der beizulegende Zeitwert finanzieller Vermögenswerte und finanzieller Verbindlichkeiten wird anhand von Börsenkursen, sofern die Finanzinstrumente an einem aktiven Markt gehandelt werden, oder auf Grundlage anerkannter Bewertungsverfahren einschließlich der Discounted-Cashflow-Methode ermittelt. Sofern die in das Bewertungsverfahren eingehenden Parameter sich nicht auf beobachtbare Marktdaten stützen, sind entsprechende Annahmen zu treffen, die sich auf die Höhe des beizulegenden Zeitwerts der finanziellen Vermögenswerte und finanziellen Verbindlichkeiten auswirken können.

Im Nachfolgenden werden die beizulegenden Zeitwerte sowie Buchwerte der in den einzelnen Bilanzposten enthaltenen finanziellen Vermögenswerte und finanziellen Verbindlichkeiten dargestellt.

30.6.2026

in Mio.€	Kategorie ¹	Beizulegender Zeitwert	Hierarchie der Inputdaten			Nicht im Anwen- dungsbereich von IFRS 7	Buchwert
			1. Stufe	2. Stufe	3. Stufe		
Finanzielle und sonstige finanzielle Vermögens- werte		7.105,6	3.064,0	1.932,8	2.108,8	675,1	10.466,4
Beteiligungen ²	FVTPL	(2.106,1)			(2.106,1)		(2.106,1)
Termin- und Festgelder	AC						(2.354,9)
Kurz- und langfristige Wertpapiere	AC						(149,2)
Kurz- und langfristige Wertpapiere	FVTPL	(1.979,7)	(1.529,4)	(447,6)	(2,7)		(1.979,7)
Kurz- und langfristige Wertpapiere	FVOCI	(2.871,6)	(1.534,6)	(1.337,0)			(2.871,6)
Ausleihungen	AC	(148,1)		(148,1)			(148,1)
Übrige finanzielle Vermögenswerte	AC						(181,6)
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	AC						4.703,8
Sonstige Vermögenswerte		2.812,7	1.830,6	893,4	88,6	1.606,1	5.760,2
Derivate ohne Sicherungsbeziehung	FVTPL	(2.524,6)	(1.826,2)	(655,2)	(43,2)		(2.524,6)
Derivate in Sicherungsbeziehung	Hedge Accounting (N/A)	(288,0)	(4,4)	(238,2)	(45,4)		(288,0)
Forderungen aus Finanzierungsleasing	IFRS 16 (N/A)						(44,3)
Sicherheitsleistungen	AC						(1.021,9)
Übrige sonstige Vermögenswerte	AC						(275,2)
Flüssige Mittel							4.036,3
Flüssige Mittel	AC						(4.036,3)
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte ³	IFRS 5 (N/A)					95,9	109,4
Summe Vermögenswerte							25.076,1
davon erfolgswirksam zum beizulegenden Zeit- wert bewertet							(6.610,4)
davon erfolgsneutral zum beizulegenden Zeit- wert bewertet							(2.871,6)
davon zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet							(12.871,2)
Finanzverbindlichkeiten		19.527,8	14.095,8	5.432,0			19.439,1
Anleihen und Hybridanleihen	AC	(15.461,8)	(14.095,8)	(1.366,0)			(15.403,4)
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	AC	(3.516,8)		(3.516,8)			(3.488,6)
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	AC	(549,1)		(549,1)			(547,2)
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	AC					2.883,3	4.888,9
Sonstige Verbindlichkeiten und Zuschüsse		3.134,2	1.626,8	1.499,7	7,6	3.208,3	8.589,9
Verbindlichkeiten aus Derivaten ohne Siche- rungsbeziehungen	FVTPL	(2.804,8)	(1.626,8)	(1.170,3)	(7,6)		(2.804,8)
Verbindlichkeiten aus Derivaten in Sicherungsbe- ziehungen	Hedge Accounting (N/A)	(329,3)		(329,3)			(329,3)
Leasingverbindlichkeiten	IFRS 16 (N/A)						(1.475,3)
Verbindlichkeiten aus Sicherheitsleistungen	AC						(270,7)
Übrige sonstige Verbindlichkeiten und Zuschüsse	AC						(3.709,9)
Schulden in Verbindung mit zur Veräußerung gehal- tenen Vermögenswerten ³	IFRS 5 (N/A)					32,1	32,1
Summe Verbindlichkeiten							32.950,1
davon erfolgswirksam zum beizulegenden Zeit- wert bewertet							(2.804,8)
davon zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet							(22.217,0)

¹ FVTPL: Fair Value through Profit and Loss/erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet; FVOCI: Fair Value through Other Comprehensive Income/erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertet; AC: Amortized Cost/zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet.

² In den Beteiligungen sind auch Anteile an verbundenen Unternehmen enthalten.

³ Hierbei handelt es sich im Wesentlichen um eine nicht wiederkehrende Bemessung des beizulegenden Zeitwerts aufgrund der Anwendung des IFRS 5.

31.12.2025

Hierarchie der Inputdaten

in Mio.€	Kategorie ¹	Beizulegender Zeitwert	1. Stufe	2. Stufe	3. Stufe	Nicht im Anwen- dungsbereich von IFRS 7	Buchwert
Finanzielle und sonstige finanzielle Vermögens- werte		7.986,0	3.633,6	2.290,2	2.040,6	675,3	11.847,1
Beteiligungen ²	FVTPL	(2.037,7)			(2.037,7)		(2.037,7)
Termin- und Festgelder	AC						(2.845,2)
Kurz- und langfristige Wertpapiere	AC	(290,2)		(268,5)			(290,2)
Kurz- und langfristige Wertpapiere	FVTPL	(2.018,9)	(1.535,2)	(480,8)	(2,8)		(2.018,9)
Kurz- und langfristige Wertpapiere	FVOCI	(3.513,4)	(2.098,3)	(1.415,1)			(3.513,4)
Ausleihungen	AC	(125,8)		(125,8)			(125,8)
Übrige finanzielle Vermögenswerte	AC						(340,6)
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	AC						4.624,1
Sonstige Vermögenswerte		2.575,1	1.405,7	1.041,8	127,5	1.680,7	5.099,1
Derivate ohne Sicherungsbeziehung	FVTPL	(2.382,8)	(1.350,2)	(960,9)	(71,7)		(2.382,8)
Derivate in Sicherungsbeziehung	Hedge Accounting (N/A)	(192,3)	(55,6)	(80,9)	(55,8)		(192,3)
Forderungen aus Finanzierungsleasing	IFRS 16 (N/A)						(46,2)
Sicherheitsleistungen	AC						(461,5)
Übrige sonstige Vermögenswerte	AC						(335,6)
Flüssige Mittel		304,2		304,2			4.330,4
Flüssige Mittel	AC						(4.026,2)
Flüssige Mittel	FVTPL	(304,2)		(304,2)			(304,2)
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte ³	IFRS 5 (N/A)					24,9	25,5
Summe Vermögenswerte							25.926,1
davon erfolgswirksam zum beizulegenden Zeit- wert bewertet							(6.743,6)
davon erfolgsneutral zum beizulegenden Zeit- wert bewertet							(3.513,4)
davon zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet							(13.049,9)
Finanzverbindlichkeiten		19.975,0	14.226,7	5.748,3			19.812,5
Anleihen und Hybridanleihen	AC	(15.619,3)	(14.226,7)	(1.392,6)			(15.517,9)
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	AC	(3.816,4)		(3.816,4)			(3.746,7)
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	AC	(539,3)		(539,3)			(547,9)
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	AC					2.848,2	4.775,3
Sonstige Verbindlichkeiten und Zuschüsse		2.497,3	1.441,2	1.050,1	6,1	3.161,4	7.722,6
Verbindlichkeiten aus Derivaten ohne Siche- rungsbeziehungen	FVTPL	(2.176,2)	(1.440,2)	(729,9)	(6,1)		(2.176,2)
Verbindlichkeiten aus Derivaten in Sicherungsbe- ziehungen	Hedge Accounting (N/A)	(321,1)	(1,0)	(320,2)			(321,1)
Leasingverbindlichkeiten	IFRS 16 (N/A)						(1.414,7)
Verbindlichkeiten aus Sicherheitsleistungen	AC						(145,1)
Übrige sonstige Verbindlichkeiten und Zuschüsse	AC						(504,1)
Schulden in Verbindung mit zur Veräußerung gehal- tenen Vermögenswerten ³	IFRS 5 (N/A)					17,2	17,2
Summe Verbindlichkeiten							32.327,6
davon erfolgsneutral zum beizulegenden Zeit- wert bewertet							(0,0)
davon zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet							(22.388,7)

¹ FVTPL: Fair Value through Profit and Loss/erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet; FVOCI: Fair Value through Other Comprehensive Income/erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertet; AC: Amortized Cost/zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet.

² In den Beteiligungen sind auch Anteile an verbundenen Unternehmen enthalten.

³ Hierbei handelt es sich im Wesentlichen um eine nicht wiederkehrende Bemessung des beizulegenden Zeitwerts aufgrund der Anwendung des IFRS 5.

Die einzelnen Stufen der Bewertungshierarchie sind wie folgt definiert:

- Stufe 1: notierte (nicht angepasste) Preise auf aktiven Märkten für identische Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten
- Stufe 2: Verfahren, bei denen sämtliche Inputparameter, die sich wesentlich auf den erfassten beizulegenden Zeitwert auswirken, entweder direkt oder indirekt beobachtbar sind
- Stufe 3: Verfahren, die Inputparameter verwenden, die sich wesentlich auf den erfassten beizulegenden Zeitwert auswirken und nicht auf beobachtbaren Marktdaten basieren

Zum Ende einer jeden Berichtsperiode wird überprüft, ob ein Anlass zur Umgliederung zwischen den Stufen der Bewertungshierarchie besteht. Eine Umgliederung wird dann vorgenommen, wenn das Bewertungsverfahren zur Bemessung des beizulegenden Zeitwerts geändert wird und die für die Bewertung maßgeblichen Inputfaktoren zu einer anderen Stufenzuordnung führen. Aufgrund der Verwendung von Preisnotierungen, die von Brokern bereitgestellt werden, wurden im Halbjahresabschluss 2026 Wertpapiere wie folgt umgegliedert:

- Wertpapiere erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet von Stufe 1 nach Stufe 2 in Höhe von 3,1 Mio. € (1.1.–31.12.2025: 26,4 Mio. €),
- Wertpapiere erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet von Stufe 2 nach Stufe 1 in Höhe von 6,3 Mio. € (1.1.–31.12.2025: 2,4 Mio. €),
- Wertpapiere erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertet von Stufe 1 nach Stufe 2 in Höhe von 19,9 Mio. € (1.1.–31.12.2025: 615,8 Mio. €) und
- Wertpapiere erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertet von Stufe 2 nach Stufe 1 in Höhe von 68,2 Mio. € (1.1.–31.12.2025: 14,5 Mio. €).

Die Fair Values der Beteiligungen an Private-Equity-Gesellschaften werden von den jeweiligen Kapitalanlagegesellschaften zur Verfügung gestellt. Der beizulegende Zeitwert hängt von den Marktwertänderungen der jeweiligen Anlage ab. Es wird jeweils der aktuellste vorliegende Fair Value zugrunde gelegt.

Die folgende Tabelle enthält die Entwicklung der nach Stufe 3 zum beizulegenden Zeitwert bilanzierten Finanzinstrumente:

in Mio. €	Stand: 1.1.2026	Änderungen im Konsolidierungskreis, Sonstiges	Erfolgswirksame Veränderungen	Erfolgsneutrale Veränderungen	Zugänge	Abgänge	Stand: 30.6.2026
Finanzielle Vermögenswerte	2.040,6	1,1	52,2	8,5	24,9	-18,5	2.108,8
Sonstige Vermögenswerte	127,5		-41,1		2,2		88,6
Sonstige Verbindlichkeiten und Zuschüsse	6,1		1,1		0,4		7,6

Bei den finanziellen Vermögenswerten wurden unrealisierte erfolgswirksame Veränderungen im Beteiligungs- beziehungsweise Finanzergebnis erfasst. Unrealisierte erfolgswirksame Veränderungen von sonstigen Vermögenswerten und sonstigen Verbindlichkeiten und Zuschüssen werden in den sonstigen betrieblichen Erträgen beziehungsweise sonstigen betrieblichen Aufwendungen ausgewiesen. Die in der Berichtsperiode angefallenen unrealisierten erfolgswirksamen Veränderungen betreffen gehaltene Finanzinstrumente. Im Beteiligungs- beziehungsweise Finanzergebnis wurden in den ersten sechs Monaten des Geschäftsjahres 2026 realisierte erfolgswirksame Veränderungen in Höhe von 43,6 Mio. € (Vorjahr: 30,0 Mio. €) erfasst. Davon entfallen auf Finanzinstrumente, die am Bilanzstichtag noch gehalten wurden, 43,6 Mio. € (Vorjahr: 29,9 Mio. €).

Die Prämissen zur Ermittlung der Preisänderungsrisiken der nach Stufe 3 zum beizulegenden Zeitwert bilanzierten Finanzinstrumente betragen für Beteiligungen an Immobilien- und Infrastrukturfonds 1,0% (Vorjahr: 1,0%) sowie für übrige Finanzinstrumente 10,0% (Vorjahr: 10,0%). Beim gegebenen Risikoszenario würde sich das Jahresergebnis um 105,6 Mio. € (Vorjahr: 100,2 Mio. €) erhöhen. Bei einer Verringerung in gleicher Höhe würde der gegenteilige Effekt eintreten.

Bei den Derivaten der Stufe 3 handelt es sich im Wesentlichen um langfristige Energiebezugs- und -absatzverträge, für die es keine beobachtbaren Preise an aktiven Märkten gibt. Die Bewertung der Verträge ist insbesondere von der Strompreisentwicklung abhängig. Steigende Marktpreise würden bei sonst gleichen Bedingungen zu einem Anstieg des beizulegenden Zeitwerts bei Energiebezugsverträgen führen. Bei sinkenden Marktpreisen würde sich der beizulegende Zeitwert der

Energiebezugsverträge verringern. Bei Energieabsatzverträgen würde sich jeweils eine gegenläufige Entwicklung einstellen. Eine Veränderung der Preisverhältnisse um +22 % (31.12.2025: +25 %) würde bei den Derivaten zu einer Ergebnisverschlechterung von 86,6 Mio. € (31.12.2025: 111,5 Mio. €) führen. Eine Veränderung der Preisverhältnisse um -22 % (31.12.2025: -25 %) würde zu einer Ergebnisverbesserung in gleicher Höhe führen.

Die Preisänderungsrisiken resultieren im Wesentlichen aus der Beschaffung und Veräußerung von Strom, der Beschaffung der Brennstoffe Kohle, Gas und Öl sowie der Beschaffung von Emissionsrechten. Darüber hinaus entstehen Preisrisiken durch das Eingehen spekulativer Positionen im Eigenhandel. Die Preisrisiken werden anhand fortlaufend überprüfter Marktpreisenerwartungen mit geeigneten Finanzinstrumenten abgesichert. Im Berichtsjahr wurden als Sicherungsinstrumente Forwards, Futures, Swaps und Optionen eingesetzt.

Nachfolgend wird die Sensitivität der Bewertung von Derivaten auf Strom, Kohle, Öl, Gas und Emissionsrechte analysiert. Die Analyse wurde unter der Annahme durchgeführt, dass alle anderen Parameter sich nicht verändern. Es wurden nur Derivate in die Analyse einbezogen, deren Marktwertschwankungen das Eigenkapital beziehungsweise das Jahresergebnis beeinflussen. Hierbei handelt es sich um Derivate, die als freistehende Derivate bilanziert werden, sowie um Derivate, die als Sicherungsinstrumente im Rahmen von Cashflow Hedges eingesetzt wurden. Für alle Commodities wurden auf Basis des Frontjahres typische Volatilitäten bestimmt und gerundet. Diese Volatilitäten geben den Prozentsatz vor, um den die Marktpreise zum Bewertungsstichtag geshiftet wurden. Für alle Commodities wurden die daraus resultierenden Marktpreisänderungen mit den Sensitivitäten multipliziert und pro Commodity aggregiert.

Nicht in die Betrachtung einbezogen wurden Derivate, die für Zwecke des Empfangs oder der Lieferung nichtfinanzieller Posten gemäß dem erwarteten Einkaufs-, Verkaufs- oder Nutzungsbedarf des Unternehmens bestimmt sind (Own Use) und damit nicht nach IFRS 9 zu bilanzieren sind. Ebenso sind unsere Erzeugungs- und Vertriebspositionen in die Analyse nicht mit einbezogen.

Daher entsprechen die nachfolgend dargestellten Sensitivitäten nicht den tatsächlichen ökonomischen Risiken des EnBW-Konzerns, sondern dienen lediglich der Erfüllung der Angabevorschriften des IFRS 7.

Preisrisiken

in Mio. €			30.6.2026	31.12.2025
Strom	+22% (Vorjahr: +25%)	Jahresergebnis	-181,2	-333,7
	-22% (Vorjahr: -25%)	Eigenkapital	-262,3	-285,0
Kohle	+20% (Vorjahr: +20%)	Jahresergebnis	-15,2	-15,3
	-20% (Vorjahr: -20%)	Eigenkapital	-16,1	-20,8
Öl	+18% (Vorjahr: +20%)	Jahresergebnis	-6,8	-25,4
	-18% (Vorjahr: -20%)	Eigenkapital	-51,8	-56,7
Gas	+42% (Vorjahr: +30%)	Jahresergebnis	-147,9	-160,7
	+42% (Vorjahr: -30%)	Eigenkapital	-119,8	-92,8
Emissionsrechte	+25% (Vorjahr: -25%)	Jahresergebnis	-150,5	-215,8
	-25% (Vorjahr: -25%)	Eigenkapital	-372,6	-503,0

Wir besitzen Anlagen in Aktien, Aktienfonds, festverzinslichen Wertpapieren und Beteiligungen an Private-Equity-Gesellschaften, aus denen Preisänderungsrisiken resultieren, die unter anderem auch das Währungsrisiko einschließen. Bei der Auswahl der Wertpapiere achten wir auf eine hohe Marktgängigkeit sowie auf eine gute Bonität. Zum Stichtag 30. Juni 2026 waren Aktien, Aktienfonds, festverzinsliche Wertpapiere und Beteiligungen an Private-Equity-Gesellschaften in Höhe von 6.111,8 Mio. € (31.12.2025: 6.258,7 Mio. €) dem Marktpreisrisiko ausgesetzt. Nachfolgend werden die Auswirkungen von Preisänderungsrisiken aus Aktien, Aktienfonds, zinstragenden Wertpapieren sowie Beteiligungen an Private-Equity-Gesellschaften (Immobilien-, Infrastruktur- und Private-Equity-Fonds) auf das Jahresergebnis und das Eigenkapital analysiert. Die Analyse wurde

unter der Annahme durchgeführt, dass sich alle anderen Parameter, zum Beispiel die Zinsen, nicht verändern. Es wurden Finanzinstrumente in die Analyse einbezogen, deren Preisänderungsrisiko das Eigenkapital beziehungsweise das Jahresergebnis verändern könnte. Die Analyse des Marktpreisrisikos von Aktien, Aktienfonds sowie Beteiligungen an Private-Equity-Fonds wurde anhand der historischen Volatilität durchgeführt. Als realistisches Szenario wurde eine Standardabweichung unterstellt. Das Marktpreisrisiko festverzinslicher Wertpapiere wurde mithilfe der Modified Duration ermittelt. Unter Berücksichtigung der angenommenen Änderungen der Zinssätze (siehe Zinsrisiko im [Geschäftsbericht 2025](#)^{*)}, bezogen auf den beizulegenden Zeitwert der festverzinslichen Wertpapiere, wird das Ergebnis in absoluten Geldbeträgen ermittelt. Die der Sensitivitätsanalyse unterliegenden Prämissen betragen für Aktien, Aktienfonds und Beteiligungen an Private-Equity-Fonds 10,0 % (31.12.2025: 10,0 %) und für zinstragende Wertpapiere sowie Beteiligungen an Immobilien- und Infrastrukturfonds 1,0 % (31.12.2025: 1,0 %). Beim gegebenen Risikoszenario würde sich das Jahresergebnis um 180,6 Mio. € (31.12.2025: 123,4 Mio. €) erhöhen. Die hypothetische Ergebnisveränderung resultiert im Wesentlichen aus Aktien, Aktienfonds und Beteiligungen an Private-Equity-Gesellschaften. Beim gegebenen Risikoszenario würde sich das Eigenkapital um 23,8 Mio. € (31.12.2025: 30,8 Mio. €) erhöhen. Von der hypothetischen Eigenkapitalveränderung entfallen 23,8 Mio. € (31.12.2025: 30,8 Mio. €) auf festverzinsliche Wertpapiere. Die Darstellung zeigt lediglich die Auswirkungen auf das Jahresergebnis und das Eigenkapital bei einer Erhöhung der Aktien, Aktienfonds, zinstragenden Wertpapiere und Beteiligungen an Private-Equity-Gesellschaften an, bei einer Verringerung in gleicher Höhe würde der gegenteilige Effekt eintreten.

Segmentberichterstattung

1.1.–30.6.2026

in Mio. €	Systemkritische Infrastruktur	Nachhaltige Erzeu- gungsinfrastruktur	Intelligente Infra- struktur für Kund*innen	Sonstiges/ Konsolidierung	Gesamt
Außenumsatz	3.931,7	8.463,6	6.714,7	22,1	19.132,1
Innenumsatz	799,1	2.018,4	253,5	-3.071,0	0,0
Gesamtumsatz	4.730,8	10.482,0	6.968,2	-3.048,9	19.132,1
Adjusted EBITDA	1.298,1	805,8	309,3	-145,1	2.268,1
EBITDA	1.226,7	457,0	167,1	6,2	1.857,0
Adjusted EBIT	858,4	525,0	197,7	-188,9	1.392,2
EBIT	787,0	176,2	-11,2	-37,7	914,3
Planmäßige Abschreibun- gen	-439,7	-280,8	-111,5	-43,9	-875,9
Außerplanmäßige Abschrei- bungen	0,0	0,0	-66,8	0,0	-66,8
Capital Employed zum 30.6.2026	22.452,0	12.455,2	2.453,5	230,0	37.590,7

1.1.–30.6.2025

in Mio. €	Systemkritische Infrastruktur	Nachhaltige Erzeu- gungsinfrastruktur	Intelligente Infra- struktur für Kund*innen	Sonstiges/ Konsolidierung	Gesamt
Außenumsatz	3.537,4	6.804,8	7.134,2	21,8	17.498,2
Innenumsatz	951,4	2.534,7	249,2	-3.735,3	0,0
Gesamtumsatz	4.488,8	9.339,5	7.383,4	-3.713,5	17.498,2
Adjusted EBITDA	1.289,6	1.081,3	233,0	-183,6	2.420,3
EBITDA	1.242,8	1.095,5	133,5	-94,8	2.377,0
Adjusted EBIT	892,2	775,6	110,3	-223,7	1.554,4
EBIT	844,9	671,3	-60,2	-134,9	1.321,1
Planmäßige Abschreibun- gen	-397,4	-305,7	-122,7	-40,1	-865,9
Außerplanmäßige Abschrei- bungen	-0,3	-118,7	-71,0	0,0	-190,0
Capital Employed zum 31.12.2025	21.058,3	12.271,8	2.725,8	382,9	36.438,8

In unseren drei Segmenten bündeln wir folgende Aktivitäten: Das Segment Systemkritische Infrastruktur umfasst die Wertschöpfungsstufen Transport und Verteilung von Strom und Gas. Die Aktivitäten in diesem Bereich sollen Versorgungssicherheit und Systemstabilität gewährleisten. Außerdem werden die Erbringung von netznahen Dienstleistungen sowie die Wasserversorgung im Segment Systemkritische Infrastruktur berichtet. Das Segment Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur umfasst die Bereiche Erneuerbare Energien sowie Thermische Erzeugung und Handel. Der Bereich Erneuerbare Energien beinhaltet hierbei die Projektentwicklung, Projektierung, den Bau sowie den Betrieb der Erzeugungsanlagen auf Grundlage erneuerbarer Energien. Ebenso ist die Direktvermarktung von Erneuerbare-Energien-Anlagen Bestandteil. Der Bereich Thermische Erzeugung und Handel umfasst die konventionelle Stromerzeugung sowie den Handel mit Strom, Gas, CO₂-Zertifikaten und Brennstoffen. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit werden in die Netzreserve überführte Kraftwerke vorgehalten. Darüber hinaus werden im Bereich Thermische Erzeugung und Handel die Speicherung von Gas, die Fernwärme, die Entsorgung sowie die Erbringung von Energiedienstleistungen berichtet. Der Vertrieb von Strom und Gas, Bereitstellung und Ausbau von Schnellladeinfrastruktur sowie digitale Lösungen für die E-Mobilität, Aktivitäten im Bereich Telekommunikation und weitere haushaltsnahe Lösungen, zum Beispiel Photovoltaik und Heimspeicher, werden im Segment Intelligente Infrastruktur für Kund*innen abgebildet.

In der Spalte „Sonstiges/Konsolidierung“ werden im Innen- und Gesamtumsatz hauptsächlich Konsolidierungseffekte ausgewiesen. In den anderen Kennzahlen werden insbesondere die Tätigkeiten gezeigt, die nicht den gesondert dargestellten Segmenten zuordenbar sind.

Die Segmentberichterstattung orientiert sich an der internen Berichterstattung.

Die Segmentdaten wurden in Übereinstimmung mit den Ansatz- und Bewertungsmethoden im Konzernabschluss ermittelt. Die Innenumsätze geben die Höhe der Umsätze zwischen den Konzerngesellschaften an. Die Umsätze zwischen den Segmenten wurden zu Marktpreisen getätigt.

Eine der wesentlichen internen Steuerungsgrößen ist das Adjusted EBITDA. Das Adjusted EBITDA ist eine um neutrale Effekte bereinigte Ergebnisgröße vor Beteiligungs- und Finanzergebnis, Ertragsteuern und Abschreibungen, die die Entwicklung der operativen Ertragslage zutreffend wiedergibt. Im Lagebericht wird die Entwicklung der Segmente anhand des Adjusted EBITDA erläutert.

Das Adjusted EBITDA lässt sich folgendermaßen auf das Ergebnis vor Ertragsteuern (EBT) überleiten:

in Mio. €	11.– 30.6.2026	11.– 30.6.2025
Adjusted EBITDA	2.268,1	2.420,3
Neutrales EBITDA	-411,1	-43,3
EBITDA	1.857,0	2.377,0
Abschreibungen	-942,7	-1.055,9
Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit (EBIT)	914,3	1.321,1
Beteiligungsergebnis	12,0	80,4
Finanzergebnis	-42,8	-247,9
Ergebnis vor Ertragsteuern (EBT)	883,5	1.153,6

Wesentliche Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

Im Juli 2026 haben wir als erstes Unternehmen eine exportkreditagenturgedeckte Finanzierung für Investitionen in das deutsche Stromnetz abgeschlossen. Das Darlehen mit einem Volumen von 500 Mio. € und einer Laufzeit von 18 Jahren ist zu 95% durch die dänische Exportkreditagentur EIFO abgesichert. Die Mittel fließen in das Infrastrukturprojekt SuedLink und können flexibel, an den Projektfortschritt gekoppelt, abgerufen werden. Mit diesem Schritt diversifizieren wir angesichts des unverändert hohen Investitionsbedarfs im Netzbereich gezielt unser Finanzierungsportfolio. Am 10. Juli 2026 haben wir die erste Tranche in Höhe von rund 167 Mio. € abgerufen.

Ende Juli 2026 wurde im Offshore-Windpark EnBW He Dreht ein Schaden an einem Rotorblatt einer Windenergieanlage festgestellt. In diesem Zusammenhang wurden Rotorblattteile aus der Nordsee geborgen; Personen wurden nicht verletzt. Die Ursache des Schadens sowie mögliche weitere Folgen werden derzeit untersucht. Abschließende Erkenntnisse lagen zum Zeitpunkt der Berichterstellung noch nicht vor. Der Abschluss der Installation aller 64 Windkraftanlagen steht kurz bevor. In den kommenden Monaten erfolgt die schrittweise vollständige Inbetriebnahme.

Im Rahmen unserer strategischen Fokussierung haben Vorstand und Aufsichtsrat im Juli 2026 beschlossen, das Contracting-Geschäft im Segment Intelligente Infrastruktur für Kund*innen an die RheinEnergie AG in Köln zu veräußern. Bis zum Übergang der Geschäftsaktivitäten, der für Anfang 2027 erwartet wird und unter dem Vorbehalt der Bestätigung der zuständigen Kommunal-aufsicht sowie der Zustimmung der zuständigen Kartellbehörde steht, führen wir das Contracting-Geschäft uneingeschränkt fort. RheinEnergie wird den Standort Stuttgart mit der gesamten Belegschaft weiterführen. Betriebsbedingte Kündigungen sind bis Ende 2029 ausgeschlossen.

Zelestra, ein weltweit tätiges kundenzentriertes Multitechnologie-Unternehmen für erneuerbare Energien, hat mit uns eine langfristige Tolling-Vereinbarung für einen 4-Stunden-Batteriespeicher für das Batteriespeicherprojekt von Zelestra in der Emilia-Romagna in Norditalien unterzeichnet. Gemäß der Vereinbarung wird Zelestra den Batteriespeicher errichten und wir verpflichten uns zur Abnahme der anteilig vereinbarten Kapazität im Rahmen des langfristigen Tolling-Modells. Diese Struktur stärkt unsere Position auf dem italienischen Strommarkt und ermöglicht gleichzeitig die Realisierung eines der größten Batteriespeicherprojekte Europas. Der Baubeginn des Projekts ist für 2027 vorgesehen, die Inbetriebnahme soll 2028 erfolgen.

Die VNG und der algerische Konzern SONATRACH haben im Juli 2026 einen neuen Gasliefervertrag abgeschlossen und damit ihre bisherige Zusammenarbeit fortgesetzt. Die Vereinbarung trägt zur Diversifizierung der Gasversorgung in Deutschland und Europa bei und leistet einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Der neue Vertrag knüpft an die bestehende Gaslieferbeziehung der beiden Unternehmen an. Die Lieferungen aus Algerien sollen ab 2027 beginnen und das Bezugsportfolio der VNG weiter ergänzen. Bereits seit 2024 bezieht die VNG Erdgas von SONATRACH.

Bescheinigung nach prüferischer Durchsicht

An die EnBW Energie Baden-Württemberg AG

Wir haben den verkürzten Konzernzwischenabschluss – bestehend aus Konzerngewinn- und -verlustrechnung, Konzerngesamtergebnisrechnung, Konzernbilanz, verkürzter Konzernkapitalflussrechnung, Konzerneigenkapitalveränderungsrechnung sowie ausgewählten erläuternden Konzernanhangangaben – und den Konzernzwischenlagebericht der EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Karlsruhe, für den Zeitraum vom 1. Januar 2026 bis zum 30. Juni 2026, die Bestandteile des Halbjahresfinanzberichts nach § 115 WpHG sind, einer prüferischen Durchsicht unterzogen. Die Aufstellung des verkürzten Konzernzwischenabschlusses nach den IFRS für Zwischenberichterstattung, wie sie in der EU anzuwenden sind, und des Konzernzwischenlageberichts nach den für Konzernzwischenlageberichte anwendbaren Vorschriften des WpHG liegt in der Verantwortung der gesetzlichen Vertreter*innen 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 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 den IFRS für Zwischenberichterstattung, wie sie in der EU anzuwenden sind, 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 Mitarbeitenden 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 den IFRS für Zwischenberichterstattung, wie sie in der EU anzuwenden sind, oder dass der Konzernzwischenlagebericht in wesentlichen Belangen nicht in Übereinstimmung mit den für Konzernzwischenlageberichte anwendbaren Vorschriften des WpHG aufgestellt worden ist.

Stuttgart, 6. August 2026

BDO AG
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Pfeiffer
Wirtschaftsprüfer

Eckmann
Wirtschaftsprüfer

Versicherung der gesetzlichen Vertreter*innen

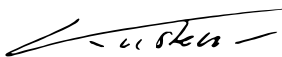
Wir versichern nach bestem Wissen, dass gemäß den anzuwendenden Rechnungslegungsgrundsätzen für die Halbjahresfinanzberichterstattung der Konzernhalbjahresabschluss ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt und im Konzernzwischenlagebericht 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.

Karlsruhe, 6. August 2026

EnBW Energie Baden-Württemberg AG



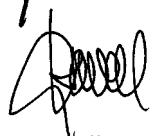
Dr. Stamatelopoulos



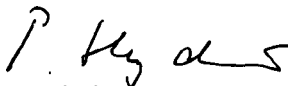
Kusterer



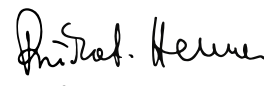
Dr. Beissel



Güsewell



Heydecker



Rückert-Hennen

Finanzkalender

Q1 – Q2	7. August 2026 Veröffentlichung Halbjahresfinanzbericht Januar bis Juni 2026
Q1 – Q3	12. November 2026 Veröffentlichung Quartalsmitteilung Januar bis September 2026
GB	24. März 2027 Veröffentlichung Geschäftsbericht 2026
HV	13. Mai 2027 Hauptversammlung 2027
Q1	14. Mai 2027 Veröffentlichung Quartalsmitteilung Januar bis März 2027
Q1 – Q2	6. August 2027 Veröffentlichung Halbjahresfinanzbericht Januar bis Juni 2027
Q1 – Q3	12. November 2027 Veröffentlichung Quartalsmitteilung Januar bis September 2027

Wichtige Hinweise

Dieser Bericht wurde lediglich zu Ihrer Information erstellt. Er stellt kein Angebot, keine Aufforderung und keine Empfehlung zum Erwerb oder zur Veräußerung von Wertpapieren dar, deren Emittent die EnBW Energie Baden-Württemberg AG (EnBW), eine Gesellschaft des EnBW-Konzerns oder eine andere Gesellschaft ist. Dieser Bericht stellt auch keine Bitte, Aufforderung oder Empfehlung zu einer Stimmabgabe oder Zustimmung dar. Alle Beschreibungen, Beispiele und Berechnungen wurden lediglich zur Veranschaulichung in diesen Bericht aufgenommen.

Bitte beachten Sie auch die wichtigen Hinweise zu allen unseren Veröffentlichungen, die auch für diesen Halbjahresbericht gelten und die auf den EnBW-Internetseiten unter www.enbw.com/disclaimer-de abrufbar sind. Der Halbjahresbericht steht in deutscher und englischer Sprache als Download zur Verfügung. Maßgeblich ist ausschließlich die deutsche Version.

Herausgeber

EnBW Energie
Baden-Württemberg AG
Durlacher Allee 93
76131 Karlsruhe

Redaktionsschluss

6. August 2026

Veröffentlichungsdatum

7. August 2026

Kontakt

Allgemein

Telefon: +49 721 63-00
E-Mail: kontakt@enbw.com
Internet: www.enbw.com

Investor Relations

E-Mail: investor.relations@enbw.com
Internet: www.enbw.com/investoren

[Ihre Ansprechpartner*innen](#)

Bildnachweise

Titelbild

Tim Adorf

Fotos Top-Themen

EnBW He Dreht: Rolf Otzipka
Solarpark Adelsheim: Lukas Röhreich-Döring
Rudolf-Fettweis-Werk Forbach (Schwarzenbachtalsperre): Maxim Neichel
Laptop: Paul Gärtner



www.linkedin.com/company/enbw