

Halbjahresbericht 2025

ABO Energy GmbH & Co. KGaA



Konzernlagebericht der ABO Energy GmbH & Co. KGaA

30. Juni 2025

Vorbemerkung

Dieser Konzernlagebericht enthält zukunftsbezogene Aussagen. Wir weisen darauf hin, dass die tatsächlichen Ergebnisse von den Erwartungen über die voraussichtliche Entwicklung abweichen können.

1. Überblick erstes Halbjahr 2025

Der ABO Energy Konzern („ABO Energy“) hat im ersten Halbjahr 2025 einen Jahresüberschuss in Höhe von 9,6 Mio. € nach Steuern (erstes Halbjahr 2024: 11,4 Mio. €) erwirtschaftet. Die Gesamtleistung (Umsatzerlöse zuzüglich Änderung des Bestands und aktivierter Eigenleistungen) betrug 190,9 Mio. € (erstes Halbjahr 2024: 186,6 Mio. €).

Nach Technologien aufgeteilt erwirtschaftete ABO Energy im ersten Halbjahr 2025 im Projektierungsgeschäft 55 % der Umsätze mit Windprojekten und 36 % mit Solarprojekten. 5 % wurden mit Batterieprojekten und 4 % mit Umspannwerken erwirtschaftet.

Die gute Entwicklung der ABO Energy auch im ersten Halbjahr 2025 gründet insbesondere auf dem weiterhin starken Wachstum des Windmarkts in Deutschland. Der in der Vorjahresperiode erreichte Rekord bei den erteilten Genehmigungen für neue Windenergieanlagen (5,6 Gigawatt) wurde nochmals um 55 Prozent übertroffen. 7,8 Gigawatt neue Windenergieleistung haben die Behörden bundesweit im ersten Halbjahr 2025 genehmigt. In Betrieb genommen wurden in den ersten sechs Monaten über 400 Windenergieanlagen mit 2,2 Gigawatt Leistung – zwei Drittel mehr als im Vergleichszeitraum des Vorjahres. Die Dynamik auf dem deutschen Windmarkt beflügelt auch die Geschäfte der ABO Energy. 265 Megawatt an Genehmigungen hat das Unternehmen im ersten Halbjahr im Heimatmarkt erwirkt. Damit ist absehbar, dass der Rekordwert aus dem Geschäftsjahr 2024, als 335 Megawatt erreicht wurden, bereits im laufenden Jahr übertroffen werden wird.

Im Juni 2025 ging nach mehreren Jahren Planung und 13-monatiger Bauzeit das erste Wasserstoffprojekt der Unternehmensgeschichte ans Netz. Das Pilotprojekt im hessischen Hünfeld-Michelsrombach besteht aus einer Windenergieanlage, einer Fünf-Megawatt-Elektrolyseanlage zur Wasserstoffherzeugung sowie einer Wasserstofftankstelle mit Trailer-Abfüllanlage. Die Anlage soll planmäßig bis zu 450 Tonnen Wasserstoff pro Jahr erzeugen.

Im ersten Halbjahr hat die ABO Energy-Gruppe sich vom Entwicklungsgeschäft in Griechenland getrennt und die Tochtergesellschaft veräußert. Nachdem sich die

Marktbedingungen für die ABO Energy Hellas S.A. verschlechtert hatten, war der Rückzug aus Griechenland die folgerichtige Konsequenz. Die Geschäftstätigkeit auf die profitabelsten Märkte und Technologien zu fokussieren, ist ein Element der aktuellen Strategie des Unternehmens. Dazu passt auch das im Juli veröffentlichte Vorhaben, die Mehrheit der Entwicklungspipeline in Finnland zu veräußern. Ein Abschluss dieses Verkaufs ist in der zweiten Jahreshälfte geplant. Im August 2025 hat das Unternehmen erstmals einen umfassenden Konsortialkreditvertrag über 240 Millionen Euro geschlossen. Zu einem wesentlichen Teil ersetzt der Konsortialkredit bestehende Kredite und Schuldscheine. Hinzu kommen Mittel, um das wachsende Projektvolumen zu finanzieren.

2. Grundlagen des Unternehmens

ABO Energy plant und errichtet Windparks, Solaranlagen und Speicher in Deutschland, Frankreich, Spanien, der Republik Irland, Argentinien, Finnland, Ungarn, Polen, Tunesien, den Niederlanden, Kanada, Kolumbien, Südafrika, Tansania sowie im Vereinigten Königreich.

ABO Energy initiiert Projekte, akquiriert Standorte, führt alle technischen und kaufmännischen Planungen durch, bereitet international Bankfinanzierungen vor und errichtet die Anlagen schlüsselfertig auf eigene Rechnung sowie in Kooperation mit Energieversorgern. Bisher hat ABO Energy Windkraft-, Solar- und Speicheranlagen mit einer Nennleistung von rund drei Gigawatt ans Netz gebracht – den größten Teil davon schlüsselfertig. Zusätzlich hat das Unternehmen für Erneuerbare-Energie-Parks mit einer Nennleistung von rund 3,5 Gigawatt nach Abschluss der Entwicklung die Projektrechte veräußert.

Um Erneuerbare-Energie-Parks an das öffentliche Stromnetz anzuschließen, ist es mitunter notwendig, Umspannwerke zu errichten. An strategisch interessanten Netzverknüpfungspunkten in Deutschland dimensioniert ABO Energy diese Umspannwerke größer, als es für die kurzfristig anzuschließenden Projekte notwendig wäre, und behält die Umspannwerke im eigenen Bestand.

ABO Energy arbeitet im frühen Stadium an der Entwicklung von Großprojekten in Gigawatt-Dimensionen, die Stromproduktion aus erneuerbarer Energie mit Elektrolyse verbinden. Vorgesehen ist, den gewonnenen Wasserstoff in Derivate wie Ammoniak umzuwandeln und per Schiff zu exportieren. Die Wasserstoff-Projekte befinden sich in Kanada, Südafrika, Argentinien, Tunesien und Spanien. In diesen Ländern begünstigen Windaufkommen, Sonneneinstrahlung sowie Flächenangebot die Erzeugung von grünem Strom.

Die technische und kaufmännische Betriebsführung von ABO Energy betreut ab der Inbetriebnahme die operative Phase von Windkraft-, Solar- und Speichereinrichtungen. Sie optimiert mittels moderner Überwachungssysteme und vorausschauender Serviceleistungen die Energieausbeute der Anlagen bisher in Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Polen, Ungarn und im Vereinigten Königreich.

Die Service-Techniker von ABO Energy bieten Wartung, Reparatur, Prüfungen, Entstörungsdienst und Ersatzteilservice über die gesamte Betriebsphase an.

ABO Energy arbeitet darüber hinaus an Produkten zur Optimierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen. Vermarktet werden aktuell das Zugangskontrollsystem ABO Lock sowie ABO Bat Link – eine Datenschnittstelle für das Fledermaus-Monitoring.

3. Wirtschaftsbericht

3.1. Globale Entwicklung der erneuerbaren Energien

Laut einem im Juni 2025 veröffentlichten Bericht („World Energy Investment“) der Internationalen Energie Agentur (IEA) werden die weltweiten Energieinvestitionen im Jahr 2025 auf einen Rekordwert von 3,3 Billionen US-Dollar steigen. Das Wachstum ist wegen der negativen Auswirkungen erhöhter geopolitischer Spannungen und wirtschaftlicher Unsicherheiten umso bemerkenswerter. Die von der IEA als „sauber“ klassifizierten Energietechnologien ziehen doppelt so viel Kapital an wie die auf fossilen Brennstoffen basierenden Kraftwerke.

Die Investitionen in saubere Technologien werden in diesem Jahr voraussichtlich einen Rekordwert von 2,2 Billionen US-Dollar erreichen. Saubere Technologien in den Augen der IEA sind: Erneuerbare Energien, Kernenergie, Stromnetze, Speichersysteme, emissionsarme Brennstoffe, Effizienz und Elektrifizierung. Weltweit haben sich die Ausgaben für emissionsarme Stromerzeugung in den letzten fünf Jahren fast verdoppelt, angeführt von der Photovoltaik. Die Investitionen in Solarenergie, sowohl in Großanlagen als auch auf Hausdächern, werden 2025 voraussichtlich 450 Milliarden US-Dollar erreichen und damit den größten Posten im globalen Energieinvestitionsinventar ausmachen. Auch die Investitionen in Batteriespeicher steigen rapide an und werden in diesem Jahr 65 Milliarden US-Dollar übersteigen.

Ein besorgniserregendes Zeichen für die Stromversorgungssicherheit ist nach Einschätzung der IEA, dass die Investitionen in Stromnetze, die derzeit bei 400 Milliarden US-Dollar pro Jahr liegen, nicht mit den Ausgaben für die Stromerzeugung und Elektrifizierung Schritt halten können. Um die Stromversorgungssicherheit aufrechtzuerhalten, müssten die Investitionen in Stromnetze bis Anfang der 2030er Jahre auf das

Niveau der Ausgaben für die Stromerzeugung steigen. Dies werde jedoch durch langwierige Genehmigungsverfahren und angespannte Lieferketten für Transformatoren und Kabel behindert.

3.1.1. Europa

Der Anteil fossiler Energien am Strommix in der Europäischen Union ist im vergangenen Jahr einer Analyse zufolge so klein wie noch nie gewesen. So fiel der Anteil des durch Kohle erzeugten Stroms auf unter 10 %, wie aus einem Bericht der Denkfabrik Ember hervorgeht. Stromerzeugung aus Gas ging demnach das fünfte Jahr in Folge zurück und hatte 2024 noch einen Anteil von knapp 16 %. Zusammen mit anderen fossilen Energieträgern wie Öl oder Müll machten fossile Brennstoffe etwa 29 % der Stromerzeugung in der EU aus. Der Analyse zufolge kommt immer mehr Strom aus erneuerbaren Energien - 2024 mit 47,5 % knapp die Hälfte. So wurde demnach im vergangenen Jahr gut 11 % des Stroms aus Solarenergie gewonnen, gut 17 % kamen aus Windkraft. Im Vergleich zu 2023 ist vor allem bei der Solarenergie ein großer Zuwachs (plus 21,7 %) zu erkennen. Stromerzeugung aus Sonnenkraft nehme in allen EU-Ländern zu. Atomkraft hatte 2024 einen Anteil von fast 24 % am Strommix.

Nach im Januar 2025 veröffentlichten Schätzungen des Branchenverbands WindEurope sind 2024 europaweit Windkraftanlagen mit einer Leistung von 15 Gigawatt (GW) ans Netz gegangen. Davon 13 GW an Land und 2,3 GW auf See. In den Mitgliedsstaaten der Europäischen Union (EU) wurden demnach 11,4 GW an Land und 1,4 GW auf See installiert. Der Zubau blieb damit weit hinter den Erwartungen zurück. Um ihre Energie- und Klimaziele für 2030 zu erreichen, sollte die EU jedes Jahr 30 GW an neuen Windparks bauen. Die Windenergie erzeugt aktuell 19 % des gesamten Stromverbrauchs in der EU. Die EU möchte, dass dieser Anteil bis 2030 auf 34 % und bis 2050 auf mehr als 50 % steigt.

WindEurope sieht drei wesentliche Gründe für den unzureichenden Zubau im Jahr 2024. Erstens wendeten die meisten Regierungen die von der EU geschaffenen Genehmigungserleichterungen nicht an. Als positives Gegenbeispiel nennt der Verband Deutschland. Zweitens würden nicht ausreichend Netzanschlüsse vergeben. Und drittens schreite die Elektrifizierung der europäischen Wirtschaft nicht schnell genug voran. Langsame und schwerfällige Genehmigungsverfahren seien europaweit nach wie vor ein großes Hindernis für den Ausbau der Windenergie. Trotz des Inkrafttretens neuer EU-Genehmigungsvorschriften hätten viele Länder diese noch nicht in nationales Recht umgesetzt. Deutschland dagegen habe bewiesen, wie wirksam die EU-Maßnahmen seien, wenn man sie umsetze.

Der Zugang zum Stromnetz sei aktuell der größte Engpass für die Nutzung der Windenergie. Es seien sofortige Maßnahmen erforderlich, um die Netzkapazitäten freizugeben. Derzeit warteten mehr als 500 GW potenzieller Windenergiekapazitäten auf eine Bewertung ihrer Netzanschlussanträge. Aktuell entfalle 23 % des gesamten Energieverbrauchs in der EU auf Strom. Dieser Anteil solle bis 2050 auf 61 % steigen. Die Elektrifizierungsraten

stagnierten jedoch. Insbesondere in den Bereichen Mobilität, Heizung und Industrie.

Im Jahr 2024 wurden in der Europäischen Union PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 65,5 GW installiert, berichtet der Branchenverband Solar Power Europe. Das stellt den achten Jahresrekord in Folge dar. Allerdings hat das jährliche Wachstum deutlich abgenommen. 2024 gingen demnach 4,4 % mehr Solarkapazitäten ans Netz als im Jahr zuvor. Zwischen 2021 und 2023 lag die Steigerungsquote jeweils zwischen 41 und 53 %. Die Verlangsamung war erwartet worden, da der außergewöhnliche Anstieg in den Jahren 2022 und 2023 vor allem auf die steigenden Strompreise während der Energiekrise zurückzuführen war. Der Zuwachs der Photovoltaik in der EU war damit größer als der aller anderen Kraftwerkstechnologien zusammen. Insgesamt sind nunmehr 338 GW am Netz. Für die nächsten Jahre erwartet der Branchenverband weiteres Wachstum. Zwischen 2025 und 2028 seien jährliche Zuwachsraten zwischen 3 und 7 % wahrscheinlich. Das würde ausreichen, damit die EU ihr Solarziel von 750 GW im Jahr 2030 erreicht.

Das Beratungsunternehmen Aurora Energy Research schreibt in einem Marktüberblick, dass die installierte Leistung der wetterabhängigen Erneuerbaren in Europa bis Mitte des Jahrhunderts auf über 1.800 GW anwachsen werde. Das stelle eine Verdreifachung im Vergleich zu 2025 dar. Die dafür benötigte Investitionssumme liegt laut Schätzung der Autoren bei 1.400 Milliarden Euro. Treiber des Zubaus sind sinkende Technologiekosten, staatliche Fördersysteme und das Abschalten von fossilen Kraftwerken. Zugleich steige die Nachfrage nach Strom. Die Berater erwarten, dass nicht alle europäischen Staaten die neuen Ziele erreichen werden. Das weitere Wachstum von Wind- und Solarenergie in Europa könnte laut der Analyse durch drei Faktoren unter Druck geraten: die Zunahme von negativen Preisen, den Verfall von Marktwerten durch Kannibalisierungseffekte und den schleppenden Netzausbau.

Alle drei Faktoren beeinflussen die Geschäftsmodelle von Investoren. Die Entwicklung der negativen Strompreise variiert laut den Marktbeobachtern in Europa. Während diese in Nordeuropa deutlich häufiger auftreten, allerdings mit geringeren Ausschlägen nach unten, sind sie in Zentraleuropa weniger häufig, dafür aber mit niedrigeren Werten. Die Antwort auf negative Preise seien mehr Speicher und mehr Flexibilität. Bis es auf diesen Feldern Fortschritte gebe, werde es aber noch dauern. Dass viele Staaten in Europa bereits anfangen, die Vergütung in Zeiten negativer Preise zu reduzieren, wirke sich negativ auf die Geschäftsmodelle der Investoren aus. Mehr Flexibilität und Speicher sollen laut den Beratern auch helfen, einen zunehmenden Marktwertverfall bei wachsenden Anteilen von erneuerbaren Energien abzumildern. Dem Bericht zufolge bestehen die größten diesbezüglichen Risiken in Griechenland, Rumänien und Großbritannien. Ein weiteres Risiko für den Ausbau von Wind- und Solarenergie ist laut dem Aurora-Expertenteam der mangelnde Netzausbau in den europäischen Staaten. Folgen sind etwa Abregelungen von Anlagen. Neben Deutschland zählten Polen, Großbritannien und Irland zu den Ländern mit den meisten Abregelungen. Trotz bestehender Marktrisiken sehen die Autoren insgesamt weiterhin gute

Chancen für Investitionen in Solar- und Windenergie. Sie empfehlen allerdings Strategien zur Risikominimierung, etwa die Diversifizierung von Portfolien oder gekoppelte Anlagenkombinationen mit Speichern.

3.1.1.1. Deutschland

Im ersten Halbjahr 2025 wurden in Deutschland 409 Windenergieanlagen an Land mit einer kumulierten Leistung von 2,2 GW in Betrieb genommen – so viel wie seit 2017 nicht mehr. Im selben Zeitraum wurden 7,8 GW neue Windenergieleistung genehmigt – so viel wie noch nie in einem ersten Halbjahr. Die positive Entwicklung von Inbetriebnahmen und Neugenehmigungen sowie eine weiter rückläufige Genehmigungsdauer setzen den Trend des Vorjahres fort: Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum stiegen die Inbetriebnahmen um 67 Prozent, die Neugenehmigungen liegen 55 Prozent über dem letztjährigen Vergleichszeitraum, und die Genehmigungsdauer hat sich mit durchschnittlich 18 Monaten um über 20 Prozent gegenüber 2024 verkürzt. Diese Zahlen sind das Ergebnis einer im Juli 2025 veröffentlichten Auswertung der Fachagentur Wind und Solar im Auftrag von Bundesverband WindEnergie BWE und VDMA Power Systems.

2024 waren in Deutschland nach Branchenangaben 635 Windkraftanlagen mit 3.251 Megawatt (MW) Gesamtleistung in Betrieb gegangen. Nach Abzug von 555 stillgelegten Anlagen mit 706 MW bleibt ein Netto-Zuwachs von 2.545 MW. Der Brutto-Zubau war demnach 9 % schwächer als 2023 und blieb deutlich hinter der Prognose der Verbände von bis zu vier GW zurück. Die bundesweit installierte Windkraft-Leistung erhöhte sich auf 63 GW. Die politischen Ausbauziele wurden aber verfehlt. Gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das die Ampelkoalition an die neuen Klimaschutzziele angepasst hatte, sollte die Windkraftleistung 2024 auf 69 GW steigen. Um die gesetzliche Vorgabe für 2026 von 84 GW zu erreichen, müssten also in diesem und dem nächsten Jahr netto jeweils zehn GW hinzukommen – fast doppelt so viel wie im Rekordjahr 2017 (5,5 GW).

Für 2025 prognostizieren die Verbände auf Grundlage der Genehmigungen aus dem Jahr 2023 einen Zubau von 4,8 bis 5,3 GW. Denn bis zur Inbetriebnahme von Windpark-Projekten dauert es in der Regel rund zwei Jahre. Dank der Rekord-Genehmigungen 2024 könnten ab 2026 die gewünschten Zuwachsraten erstmals erreicht werden. 2024 wurden den Verbänden zufolge 2.405 Windräder an Land mit 14 GW Leistung genehmigt (fast 90 % mehr als 2023) und elf GW in Ausschreibungen bezuschlagt. Die deutlich angestiegenen Genehmigungszahlen und Zuschläge verdeutlichen nach Einschätzung des Verbands VDMA Power Systems die Erholung des deutschen Marktes und signalisieren eine neue Dynamik für die Branche. Die neue Bundesregierung müsse es schaffen, diese Dynamik aufrechtzuerhalten. Die Zubauziele des EEG rückten in greifbare Nähe. Die Rekorde bei Zuschlägen und Genehmigungen verdeutlichen aus Sicht der Verbände, dass die Reformen der vergangenen Jahre wirken. So hatte das grüne Wirtschaftsministerium eine EU-Notfallverordnung durchgesetzt,

die die Genehmigungsverfahren durch den Verzicht auf eine Umweltverträglichkeitsprüfung beschleunigt hat.

Um die Lücke zwischen Anspruch (EEG-Ziele) und Wirklichkeit (Zubauzahlen) zu schließen, müssten vor allem auch die Engpässe beim Schwertransport behoben und die Netzanschlüsse beschleunigt werden. Es brauche eine Netzausbauoffensive, fordert der Bundesverband Windenergie.

Die Wirtschaftswoche berichtet, dass der Anteil der Windkraft an der Stromerzeugung in Deutschland in den vergangenen Jahren kontinuierlich stieg. Inzwischen ist Windkraft die wichtigste Stromerzeugungsform in Deutschland, noch vor der Kohle. 2024 kam ziemlich genau ein Drittel der deutschen Stromproduktion aus Wind. Braunkohle-Kraftwerke lieferten 2024 noch 71 Terrawattstunden (TWh, 17 % der Stromerzeugung), 8 % weniger als im Vorjahr. Noch stärker sank die Stromproduktion aus Steinkohle: 24 TWh (5,8 % des deutschen Stroms) bedeuteten ein Minus von 28 % gegenüber 2023. So wenig Kohlestrom war in Deutschland zuletzt vor knapp 70 Jahren im Netz, 1957. Gaskraftwerke erzeugten 48,4 TWh, das waren 11,7 % des Stroms.

Windstrom ist relativ günstig, schreibt die Wirtschaftswoche. Zwar steigen Kapitalkosten und die Preise für Material und Personal – wie überall – auch beim Bau von Windkraftanlagen. Dennoch lag Onshore-Wind laut einer Untersuchung des Fraunhofer Instituts ISI mit Gestehungskosten von 4,3 bis 9,2 Cent je Kilowattstunde (kWh) am unteren Ende der Kostenskala. Deutlich teurer ist die Stromerzeugung aus Biogas (20 bis 30 Cent je kWh), Braunkohle (15 bis 26 Cent) und Steinkohle (17 bis 30 Cent je kWh Strom). Gas und Dampf-Kraftwerke haben Stromgestehungskosten zwischen 11 und 18 Cent/kWh. Kleinere Gasturbinenkraftwerke für den kurzfristigen flexiblen Einsatz kommen auf 15,4 und 33 Cent.

Einen neuen Ausbaurekord erlebte 2024 die Photovoltaik in Deutschland. Der Branchenverband Solar Power Europe schätzt den Zubau auf 16,1 GW. Das ist eine Steigerung um 7 % gegenüber dem bisherigen Rekordjahr 2023. Das Wachstum hat allerdings deutlich nachgelassen. Von 2022 auf 2023 hatte sich der Zubau mehr als verdoppelt.

Um negative Preise zu bewältigen, Engpässe auf der Verteilungs- und Übertragungsebene der Stromnetze zu vermeiden, Solarstromabschaltungen abzumildern und die Einspeisevergütung zu erhöhen, ist nach Einschätzung von Solar Power Europe ein massiver Ausbau der Batteriespeicher erforderlich.

Die Kapazitätsziele für Photovoltaik in den kommenden Jahren (18 GW für 2025 und 22 GW für jedes Jahr zwischen 2026 und 2030) sind nach Einschätzung von Solar Power Europe erreichbar, sofern die nächste Bundesregierung stabil sei und gute Rahmenbedingungen setze.

3.1.1.2. Frankreich

4,7 GW Solarkapazität gingen nach Angaben des Branchenverbands Solar Power Europe 2024 ans französische Netz. Für 2025 erwartet der Verband einen Zubau in der gleichen Größenordnung.

2024 gingen nach Zahlen von Wind Europe Windkraftanlagen mit einer Leistung von 1.740 MW ans Netz. Davon 1.081 Megawatt an

Land. Damit installierte Frankreich nach Deutschland und Spanien europaweit die drittmeisten Windkraftanlagen. Wegen strenger Höhenbegrenzungen ist die Durchschnittsleistung im europäischen Vergleich gering. Der Verband bemängelt, Frankreich nutze das Potenzial der Windkraft nur eingeschränkt.

Ende Dezember 2024 ging mit dem dritten Reaktor in Flamanville Frankreichs modernstes Kernkraftwerk ans Netz. Der französische Rechnungshof stellt dem Projekt ein katastrophales Zeugnis aus. Die Kontrolleure fordern einen sofortigen Stopp aller Kernkraft-Ausbaupläne des französischen Präsidenten Emmanuel Macron. Dieser möchte innerhalb der kommenden Jahre zwischen sechs und 14 neuen Atomreaktoren bauen. Der französische Energiekonzern EDF, der unter staatlicher Kontrolle steht, hatte im Jahr 2007 mit dem Bau des Reaktors begonnen. Ursprünglich sah der Plan vor, dass er 2012 ans Netz gehen sollte. EDF veranschlagte damals Kosten von rund 3,3 Milliarden Euro. Der nun veröffentlichte Bericht beziffert die Gesamtkosten des Baus auf 23,7 Milliarden Euro, mehr als das Siebenfache des ursprünglichen Budgets.

Unter den dramatisch gestiegenen Kosten leidet die Rentabilität des Reaktors. Selbst im wohlwollendsten Szenario der Rechnungsprüfer müsste EDF den Strom aus Flamanville 3 für über zwölf Cent pro Kilowattstunde verkaufen, um über die 60 Jahre Laufzeit hinweg einen Profit von 4 % zu erwirtschaften. Im wahrscheinlichen Auslastungsszenario läge der Preis sogar bei knapp 14 Cent. Zum Vergleich: Der Industrie-Abnahmepreis für Großverbraucher in Frankreich beträgt derzeit 4,2 Cent pro Kilowattstunde. EDF gleicht die Differenz zu den Erzeugungskosten der Kraftwerke aus und hat inzwischen einen Schuldenberg von über 50 Milliarden Euro angehäuft.

EDF wollte mit Flamanville 3 auch beweisen, dass der Bau neuer Reaktoren des weiterentwickelten EPR-Typs günstig und schnell möglich sei. EPR steht für European Pressurized Reactor (Europäischer Druckwasserreaktor), einer unter Federführung der französischen Staatskonzerne Areva und EDF in Zusammenarbeit unter anderem mit Siemens entwickelten Reaktorbaureihe. Neben den geplanten Reaktoren in Frankreich sollten auch im Ausland von EDF gebaute Kraftwerke für eine Renaissance der Atomkraft sorgen. Vor allem die Projekte im britischen Hinkley Point sowie im finnischen Olkiluoto sorgten jedoch wie Flamanville für Negativschlagzeilen.

3.1.1.3. Vereinigtes Königreich

Dem Vereinigten Königreich gelingt es zunehmend, bei der Stromversorgung ohne fossile Brennstoffe auszukommen. Windenergie hat 2024 auf der Insel mehr Strom als je zuvor geliefert. Sie erzeugte in Großbritannien (England, Wales und Schottland) fast 83 TWh Strom, gegenüber knapp 79 im Jahr 2023. Die Stromerzeugung aus großen fossilen Kraftwerken ist auf etwas mehr als ein Viertel der Gesamterzeugung gesunken, da auch andere erneuerbare Energiequellen wie die Solarenergie ebenso wie die Stromimporte zugenommen haben. Die Regierung möchte, dass 2030 weniger als 5 % des Stroms aus fossilen Brennstoffen stammt.

Der Anstieg der Winderzeugung im Vereinigten Königreich im Jahr 2024 (+1,5 %) ist hauptsächlich auf einen starken Anstieg der

Erzeugung aus Onshore-Wind zurückzuführen. In den ersten drei Quartalen des Jahres 2024 gab es einen Anstieg der Onshore-Winderzeugung um 23 %, das zweitgrößte prozentuale Wachstum seit 2017, was auf eine leicht erhöhte Kapazität und verbesserte Windgeschwindigkeiten zurückzuführen ist. Im Jahr 2024 wurde die Onshore-Windkapazität im Vereinigten Königreich um 590 MW erhöht, wobei weitere 78 MW bis Anfang 2025 fertiggestellt werden sollen. Der Onshore-Windpark Viking auf den Shetland-Inseln, der im September 2024 fertiggestellt wurde, macht mit 443 MW den Großteil der neu installierten Kapazität aus. Die Aufhebung des faktischen Verbots von Onshore-Windkraftanlagen im Juli 2024 wird voraussichtlich dazu führen, dass in England in naher Zukunft mehr Windkraftanlagen installiert werden, um den Übergang zu einem sauberen Energiesystem im Jahr 2030 zu ermöglichen.

3.1.1.4. Spanien

2024 gingen in Spanien Windkraftanlagen mit einer Leistung von 1.080 MW ans Netz. Nach Deutschland war Spanien damit der zweitgrößte Windmarkt innerhalb der EU. Gegenüber dem Vorjahr hat der Ausbau deutlich an Dynamik gewonnen. Im Schnitt haben die 2024 installierten Anlagen eine Nennleistung von jeweils 4 MW (gegenüber 3,8 MW im Jahr 2023).

Nach Informationen von Solar Power Europe wurden 8,8 GW Solar in Spanien installiert. Für 2025 erwartet der Verband eine Neuinstallation von 9 GW, was dem Niveau des Jahres 2023 entsprechen würde. Der PV-Anteil am spanischen Strommix ist mittlerweile auf rund 20 % gestiegen. Die Verabschiedung neuer Ziele im Nationalen Energie- und Klimaplan Spaniens im Sommer 2024 gilt als wichtiger Meilenstein für die Energiewende. Die Europäische Kommission hat ehrgeizige, aber erreichbare Ziele ratifiziert. Sie geben einen klaren Fahrplan für den spanischen Photovoltaiksektor vor.

Bis 2030 soll eine installierte Photovoltaik-Gesamtkapazität von 76 GW erreicht werden - davon 57 GW aus Freiflächenanlagen und 19 GW aus Eigenverbrauchsanlagen. Ende 2024 waren rund 45 GW am Netz.

Das Ziel für die Speicherkapazität wurde um 0,5 auf 22,5 GW bis 2030 angehoben. Das Ziel für die Wasserstoffspeicherkapazität für 2030 wurde um ein auf zwölf GW erhöht. Diese Anpassungen unterstreichen die Bedeutung flexibler Energiespeichersysteme für den Übergang zu erneuerbaren Energien. Mit diesen Zielen wird erwartet, dass die erneuerbaren Energien im spanischen Energiemix weiter an Dynamik gewinnen und einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung und Elektrifizierung der Wirtschaft leisten.

Bei den Freiflächenanlagen wurden 2023 rund 7,3 GW Leistung installiert, was einem Anstieg von 30 % gegenüber 2022 entspricht. Bis Oktober 2024 wurden nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber weitere 3,8 GW installiert.

3.1.1.5. Republik Irland

Nach Daten von WindEurope gingen 2024 in Irland Windkraftanlagen mit einer durchschnittlichen Nennleistung von

5,6 MW ans Netz. Die neu installierte Gesamtleistung summiert sich auf 333 MW. Im Gesamtjahr 2023 lag der Windkraft-Zubau bei 275 MW.

Im September 2024 wurden die Ergebnisse der vierten Ausschreibung im Zuge des irischen Förderprogramms für erneuerbare Energien veröffentlicht. Windprojekte mit 370 MW Nennleistung und Solarprojekte mit einer Gesamtkapazität von 950 MW erhielten Stromabnahmeverträge.

Der Branchenverband Wind Energy Ireland begrüßte die Ausschreibungsergebnisse und fügte hinzu, dass sie einen Fortschritt in Richtung des Ziels des irischen Klimaaktionsplans darstellen, bis zum Ende des Jahrzehnts neun GW an Onshore-Windenergie zu installieren. Aktuell verfügt Irland über knapp 4,8 GW an Onshore-Windkapazität.

Nach Einschätzung des irischen Windverbands zeigt die Ausschreibung die Auswirkungen der jüngsten Regierungsreformen zur Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für Erneuerbare-Energien-Projekte. Nach Angaben von Wind Energy Ireland wurden im Jahr 2023 rund 35 % des irischen Stroms aus Windkraft erzeugt. Das ist nach Dänemark (56 %) der zweithöchste Anteil unter den 27 EU-Mitgliedstaaten und liegt weit über dem EU-Durchschnitt von 19 %.

3.1.1.6. Finnland

Die durchschnittliche Leistung der im ersten Halbjahr 2024 installierten Windturbinen betrug in Finnland 6,3 GW und war damit höher als in allen anderen europäischen Ländern. Geringe Bevölkerungsdichte, günstige Regeln und reibungslose Genehmigungsverfahren wirken sich positiv aus. 2024 wurden 1.414 MW Windkraft installiert.

Für die nächsten Jahre erwartet der Verband, dass Finnland seine installierte Onshore-Windkapazität weiter ausbauen wird – jedoch langsamer als in den zurückliegenden Jahren. Zu den Ursachen für die Verlangsamung zählt, dass die Nachfrage nach grünem Wasserstoff nicht so schnell wächst wie erhofft.

3.1.1.7. Griechenland

Weiter deutlich gewachsen ist der Solarmarkt Griechenlands im Jahr 2024. Nachdem schon 2022 und 2023 Rekordjahre waren, erwartet Solar Power Europe, dass der Zubau des Jahres 2024 mit 2,9 GW nochmals fast doppelt so stark ausfallen wird wie der des Vorjahres. In Summe sind nunmehr rund zehn GW Solarleistung in Griechenland am Netz.

Das im Nationalen Energie- und Klimaplan Griechenlands festgelegte Solarziel sieht eine Solarkapazität von 13,5 GW bis 2030 vor. Dies wird jedoch nach den Prognosen bereits 2026 erreicht sein. Die gesamte Solarkapazität wird bis zum Ende des Jahrzehnts voraussichtlich 22,2 GW erreichen.

Ähnlich sieht es beim Speichermarkt aus. Während der Nationale Energie- und Klimaplan 4,33 GW an Batteriespeichern bis 2030 vorsieht - und 1,75 GW an Pumpspeicherkapazität – gehen

Prognosen davon aus, dass zu diesem Zeitpunkt sieben bis acht GW an Batterien benötigt werden.

97 MW Windkraft gingen im ersten Halbjahr 2024 in Griechenland ans Netz – 62 % weniger als im Vorjahreszeitraum.

3.1.1.8. Ungarn

2024 war ein starkes Solar-Jahr in Ungarn. Zum zweiten Mal überschritt der Zubau die Gigawattgrenze. Bis September waren bereits fast 1,5 GW Leistung neu installiert. Die gesamte PV-Leistung des Landes stieg damit auf neun GW.

Solarenergieanlagen im großen Maßstab machen einen großen Teil der ungarischen Solarkapazität aus. Die meisten Neuinstallationen im Jahr 2024 wurden im Rahmen des alten Einspeisetarifs, bekannt als KÁT, entwickelt. Während einige Projekte auch 2025 noch unter der KÁT-Regelung laufen werden, wird erwartet, dass sich das Wachstum des Sektors verlangsamen wird, wenn die meisten dieser Projekte abgeschlossen sind. Finanzierungsprobleme dämpfen das Tempo bei der Errichtung großer Freiflächenanlagen. Obwohl privatrechtliche Stromlieferverträge (Power Purchase Agreements, PPA) allmählich auf den Markt kommen, sind sie noch nicht weit genug verbreitet, um ein signifikantes Marktwachstum zu bewirken. Außerdem hat die Annullierung einer neuen Ausschreibung für Netzanschlüsse Projekte verzögert.

Nach Angaben des Verbandes der Windenergiewirtschaft sind in Ungarn 171 Windkraftanlagen mit einer installierten Leistung von 329 MW in Betrieb. Aufgrund gesetzlicher Beschränkungen wurden in den vergangenen 13 Jahren keine neuen Windparks mehr gebaut. Die Errichtung eines Windparks in einem Umkreis von zwölf Kilometer um bebaute Gebiete war verboten. Die neue Gesetzgebung änderte den Schutzabstand auf 700 Meter. Auch die bisherige Turbinenhöhe und die maximal installierte Leistung wurden modifiziert, weil sie den Marktnormen nicht entsprachen.

Durch den Bau von Windenergie und Speichersystemen versucht die Regierung der aktuellen Asymmetrie im Erneuerbaren-Mix des Landes entgegenzuwirken. Wind ist eine gute Ergänzung zur Photovoltaik. Ungarn hat sich gegenüber der EU verpflichtet, bis 2030 insgesamt 1.000 MW Windkraftkapazität zu bauen, was zusätzliche 670 MW zu den bestehenden Anlagen bedeutet.

3.1.1.9. Polen

Photovoltaik ist in Polen unangefochtener Spitzenreiter unter den erneuerbaren Energiequellen. 4,1 Gigawatt gingen 2024 ans Netz. Solar Power Europe erwartet, dass 2025 weitere 3,5 Gigawatt errichtet werden. Windkraftanlagen mit einer Nennleistung von insgesamt 805 MW sind 2024 ans Netz gegangen. Trotz der Herausforderungen für Entwickler Netzanschlüsse zu sichern, erwartet der Verband, dass der Onshore-Neubau bis 2030 mehr als acht GW betragen wird, womit die Gesamtkapazität auf 17,5 GW steigen würde.

3.1.2. Lateinamerika

Lateinamerika verfügt über ein enormes Potenzial für erneuerbare Energien. Die geografische Vielfalt der Region, die von sonnenreichen Wüsten bis hin zu windreichen Küstengebieten reicht, ist ideal für die Entwicklung nachhaltiger Energiequellen. Wegen des beträchtlichen Anteils an Wasserkraft, weniger energieintensiver Industriebetriebe und der verbreiteten Nutzung von Biokraftstoffen im Verkehrssektor hat die Region bereits eine der niedrigsten CO₂-Emissionsintensitäten weltweit. 24 Länder auf dem Kontinent haben das Ziel, den Ausbau von erneuerbaren Energien weiter zu forcieren. 16 Länder haben sich formal dazu verpflichtet, klimaneutral zu werden („Net Zero“).

Entsprechend gibt es ambitionierte Ausbauziele für erneuerbare Energien. Laut aktuellen Daten von Bloomberg wurden im Jahr 2024 Windkraftanlagen an Land mit einer Gesamtleistung von 4,7 GW installiert. In den kommenden Jahren bis 2030 sollen pro Jahr ca. weitere vier GW zugebaut werden. Insgesamt soll die installierte Windleistung im Jahr 2030 ca. 70 GW betragen. Im Solarsegment wurden 2024 nach Bloomberg 22 GW an Kapazität installiert. In den nächsten fünf Jahren sollen im Durchschnitt ca. 15 Gigawatt pro Jahr hinzukommen. Kumuliert soll die installierte Solarleistung ab 2030 ca. 171 GW betragen.

3.1.2.1. Argentinien

Das Jahr 2024 war in Argentinien maßgeblich durch den politischen Richtungswechsel unter dem neuen Präsidenten Javier Milei geprägt. Ob der Ausbau von erneuerbaren Energien und Net Zero Ziel weiter auf der Agenda der Regierung stehen, ist zu bezweifeln. Präsident Milei hat den menschengemachten Klimawandel mehrfach als „sozialistische Lüge“ eingestuft und bereits einige bestehende Umweltregulierungen aufgelöst. Beispielweise wurden bisher geschützte Waldgebiete zur Abholzung freigegeben und die Begriffsdefinition von Gletschern angepasst. Viele kleinere Gletschergebiete sind durch diese Änderung nun für den Abbau von Gold, Silber oder Kupfer freigegeben. Der Präsident spielt zudem öffentlich mit dem Gedanken, aus dem Pariser Klimaabkommen auszusteigen. Künftig setzt Argentinien vermehrt auf Atomkraft und hat im Dezember 2024 einen Plan zum Ausbau der Atomenergie vorgestellt. Der Plan sieht die Errichtung von Small Modular Reactors (SMRs) mit der Absicht vor, Argentinien als führendes Land für dieses Thema zu etablieren. Finanzierung und Zeitrahmen des Projekts sind unklar.

3.1.2.2. Kolumbien

Kolumbien ist einer der weltweiten Vorreiter im Kampf gegen den Klimawandel. Auf dem in Kolumbien stattfindenden U.N. Biodiversity Summit 2024 hat Präsident Gustavo Petro in der Eröffnungsrede bekräftigt, dass der Klimawandel eines der drängendsten Probleme unserer Zeit sei. Ähnliche Äußerungen gab es von Energieminister Javier Campillo auf einer Veranstaltung

des Climate Investment Funds. Er formulierte die Absicht, die kolumbianische Energieproduktion aus der Abhängigkeit von Wasserkraft und fossilen Energieträgern zu befreien. Wind- und Solarprojekte sollen dabei eine entscheidende Rolle spielen. Entsprechend hat sich Kolumbien verpflichtet, bis 2050 klimaneutral zu werden und die CO₂-Emissionen bis 2030 um 51 % zu senken. Konkrete Maßnahmen dazu wurden im Jahr 2022 im Climate Action Act gesetzlich verankert.

Weiterhin hat Kolumbien im National Energy Plan (PEN) 2022–2052 Ziele für den Ausbau von erneuerbaren Energien festgelegt. Die guten Ressourcen im Land für Wind und Solar sind noch weitgehend ungenutzt. Das soll sich ändern. So prognostiziert der Plan eine Kapazität zwischen 9,3 und 38,6 GW Windkraft und eine Kapazität zwischen 14,5 und 30,9 GW Solar ab dem Jahr 2050. Auch in der Produktion von klimaneutralem Wasserstoff plant das Land eine größere Rolle zu spielen. Prognostiziert wird hier eine Kapazität von 16 Gigawatt und eine Produktion von ca. drei Millionen Tonnen pro Jahr.

3.1.3. Nordamerika

Nordamerika (hier definiert als USA, Kanada und Mexiko) verursacht 16,2 % der globalen CO₂-Emissionen. Der Ausbau von erneuerbaren Energien auf dem Kontinent steigt seit Jahren. USA und Kanada zählen zu den weltweit führenden Nationen beim Ausbau erneuerbarer Kraftwerke (inkl. Wasserkraft). Laut dem Portal Statista befinden sich die USA aktuell auf Platz 2 mit einer installierten Leistung von 388 GW. Kanada liegt auf Platz 7 mit einer installierten Leistung von 109 GW. Noch im Jahr 2024 waren die meisten Publikationen zu den Ausbauzielen in Nordamerika überwiegend optimistisch. Laut dem jüngsten DNV-Bericht sollten bis 2030 jährlich ca. 16 GW an Onshore-Windkraft in Nordamerika ans Netz gehen.

Aktuell ist indes davon auszugehen, dass diese Zahlen in den USA nicht erreicht werden. Der neugewählte US-Präsident Donald Trump hat bereits in seinen ersten Amtstagen eine Executive Order gegen den weiteren Ausbau von Windkraft unterschrieben. Der unter dem vorherigen US-Präsidenten Joe Biden verabschiedete Inflation Reduction Act hatte noch zahlreiche Förderungen in Höhe von 105 Milliarden US Dollar für klimafreundliche Technologien vorgesehen. Dieses Geld soll unter der Trump-Administration nun in andere Infrastrukturprojekte investiert werden. Auch wenn die genauen Implikationen noch unklar sind, wird der weitere Ausbau von Windkraft in den USA zumindest verzögert. Ein kompletter Stopp des Ausbaus erneuerbarer Energien ist nicht zu erwarten. Während der ersten Amtszeit von Präsident Trump (2016-2020) nahm der Anteil von erneuerbaren Energien am Strommix stetig zu. Am Ende der Amtszeit im Jahr 2020 waren erneuerbare Energien mit 834 Milliarden produzierten Kilowattstunden die zweitwichtigste Quelle für Strom in den USA.

3.1.3.1. Kanada

Auch Kanada hat sich dem Ziel verpflichtet, bis 2050 klimaneutral zu werden. Dazu wurden in den jüngsten Jahren mehrere gesetzliche Grundlagen geschaffen. Der „Canadian Net-Zero Emissions Accountability Act“ enthält konkrete Maßnahmen und Ziele, um die Klimaneutralität zu erreichen. Nach dreijähriger Erarbeitungsphase und Abstimmungen mit den verschiedenen Provinzen, indigenen Völkern und der Industrie wurden im Dezember 2024 die Clean Electricity Regulations vorgestellt. Die neuen Verordnungen sollen CO₂-Emissionen beschränken und gleichzeitig sicherstellen, dass der steigende Strombedarf in Kanada gedeckt ist. Im Zuge dieses Plans ist beabsichtigt, 60 Millionen kanadische Dollar bis 2035 in die Förderung von grünem Strom zu investieren. Es wird erwartet, dass die Verordnungen die Treibhausgasemissionen in der kanadischen Stromerzeugung um 181 Megatonnen bis 2050 reduzieren werden.

Obwohl Kanada bereits über 60 % der Elektrizität mit Wasserkraft produziert, ist der Trend des Zubaus von alternativen erneuerbaren Energien ungebrochen. Aktuell hat Kanada eine installierte Leistung von 24 GW aus Wind und Solar. Davon entfallen 18 GW auf Wind und sechs GW auf Solar. Hinzu kommen 330 MW Batteriespeicher. Von 2019 bis 2024 wurden allein fünf GW Wind und drei GW Solar sowie 200 MW Batteriespeicher zugebaut. Laut des kanadischen Branchenverbands „Renewable Energy Association“ befinden sich aktuell 15 GW an Projekten in konkreter Planung, die bis zum Jahr 2035 umgesetzt werden sollen.

Beim grünen Wasserstoff plant Kanada eine weltweite Führungsrolle einzunehmen. Aufbauend auf der deutsch-kanadischen Energie- und Wasserstoffpartnerschaft, die die Regierungen beider Länder im August 2022 geschlossen hatten, wurde im März 2024 eine Absichtserklärung für ein „Finanzierungsfenster“ im Rahmen des deutschen H₂-Global Projektes unterzeichnet. Das Projekt sieht ein Investment von 400 Millionen Euro vor, das von beiden Ländern zu gleichen Teilen getragen werden soll. Die 2020 verabschiedete Wasserstoffstrategie für 2025 sieht vor, dass der Sektor im Jahr 2050 mehr als 20 Megatonnen grünen Wasserstoff produziert und einen Umsatz von über 50 Millionen kanadischen Dollar erwirtschaftet.

3.1.4. Afrika

Nirgends wächst die Bevölkerung so schnell wie in Afrika. Nach aktueller Prognose von McKinsey werden 2050 ca. 2 Milliarden Menschen auf dem Kontinent leben. Zugang zu Energie spielt für die Lebensbedingungen eine entscheidende Rolle. Die Hälfte der aktuell rund 600 Millionen Afrikaner hat kaum oder gar keinen Zugang zu Strom. Um dieses Problem zu adressieren, wurde kürzlich durch die Weltbank, die afrikanische Entwicklungsbank und die „Sustainable Energy for All“-Initiative, ein „300 Millionen in 2030“-Programm ins Leben gerufen. Hauptziel des Programms ist es, 300 Millionen Afrikanern bis 2030 Zugang zu Elektrizität zu geben. Um dieses Ziel zu erreichen, sollen der Netzausbau und die Energieproduktion mit Investitionen gefördert werden. Erneuerbare Energien nehmen dabei eine entscheidende Rolle ein.

Heute kommen bereits 55,5 % der Energie Afrikas aus erneuerbaren Energieträgern. Dieser Anteil soll nach McKinsey-Berechnungen bis 2030 auf 65 % und bis 2050 auf 95 % steigen. Wind und Solar sind dabei die Erzeugungsformen mit den größten Wachstumsraten. Im Endscenario 2050 sollen 70 % der Energie mit Solar, 20 % mit Windkraft und der Rest mit Wasserkraft erzeugt werden. Bis 2050 sollen ca. 2,9 Billionen US-Dollar in Afrika investiert werden, um die ambitionierte Planung umzusetzen.

Auch beim Thema Wasserstoff wird Afrika laut Prognosen eine zentrale Rolle einnehmen. Das Land bietet viele Vorteile für die Produktion von grünem Wasserstoff wie große Landflächen, gute Solar- und Windressourcen sowie die Nachbarschaft zu Europa. Dies ermöglicht den Transport des Wasserstoffs aus Nordafrika per Pipeline und wäre ein erheblicher Kostenvorteil gegenüber der Verschiffung. Auch der südliche Teil von Afrika ist hervorragend für grüne Wasserstoffproduktion geeignet. Aus diesem Grund wurde in einer deutsch-afrikanischen Kooperation der „H2 Atlas Africa“ ins Leben gerufen. Ziel der Initiative ist, den Aufbau eines Wasserstoffexports nach Deutschland zu etablieren und konkrete Projekte in den Ländern der „Sub-Sahara“ umzusetzen. Laut Prognose könnte Afrika bis 2050 rund 15 % des globalen Wasserstoffbedarfs abdecken. Dazu wäre bis 2050 ein Investment von mehr als 400 Milliarden US-Dollar nötig.

3.1.4.1. Südafrika

Südafrikas Stromproduktion ist stark von fossilen Energieträgern abhängig. Insbesondere die besonders klimaschädliche Kohle ragt dabei mit einem Anteil von mehr als 80 % heraus. Das Land leidet dennoch unter einer unzureichenden Stromversorgung und ist derzeit dabei, seine Stromversorgung und die Energieindustrie zu reformieren. Als Teil dieser Reform wurde der staatliche Energiekonzern Eskom in drei Teile für Energieproduktion, -übertragung und -verteilung aufgespalten. Das politische Ziel ist, bis 2030 mindestens 41 % der Energie aus erneuerbaren Ressourcen zu gewinnen.

Mit mehr als 2.500 Sonnenstunden pro Jahr ist das Land weltweit unter den Top 3 Ländern zur Produktion von Solarenergie. Aktuell sind elf Gigawatt installiert. Dieser Wert soll in den nächsten Jahren sukzessive um zwei Gigawatt pro Jahr ansteigen. Im Jahr 2030 wird die Solarkapazität laut Bloomberg rund 23 Gigawatt betragen. Auch die Windressourcen sind insbesondere an den Küsten sehr gut. In der Windkraft gibt es noch einiges an Ausbaupotenzial. Ende 2024 waren vier Gigawatt Windkraft installiert. Nach Prognose sollen in den nächsten Jahren jeweils ein bis zwei Gigawatt zugebaut werden. 2030 wird eine installierte Kapazität von 14 Gigawatt erwartet.

Beim Thema Wasserstoff hat Südafrika ebenfalls ambitionierte Pläne. Im südafrikanischen „Energy Transition Investment Plan“ ist die Entwicklung einer grünen Wasserstoffwirtschaft als ein Kernpunkt benannt. Zwar wurden bisher wenige Projekte aus der Planung angestoßen, bis 2028 soll der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft aber erheblich beschleunigt werden. Erste Projekte sollen in den Jahren 2027/2028 mit der Produktion beginnen.

3.1.4.2. Tunesien

Tunesien hat seine Ziele für den erneuerbaren Anteil am Energiemix erhöht und möchte ab 2030 rund 35 % des Stroms aus erneuerbaren Energien gewinnen. Zwischen 2024 und 2026 möchte Tunesien 1,9 Gigawatt zubauen. Um dieses Ziel zu erreichen, wurden im Jahr 2024 mehrere internationale Ausschreibungen gestartet. 1,1 GW entfielen dabei auf Solar und 600 MW auf Wind.

Aufgrund der Lage am Meer und der Nähe zu Europa ist grüner Wasserstoff ein Kernthema in Tunesien. Der sogenannte Südkorridor wird durch Deutschland, Algerien, Italien, Österreich und Tunesien unterstützt. Erst kürzlich wurde eine gemeinsame Absichtserklärung dazu in Rom unterzeichnet. Die Wasserstoffinfrastrukturprojekte entlang des Korridors, die sich von Sizilien bis Bayern erstrecken, wurden bereits als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest, PCI) der EU anerkannt. Das Projekt hat zudem den „Global Gateway“-Projektstatus der EU erhalten. Auf Produktionsseite hat Tunesien bereits zehn Absichtserklärungen zu Wasserstoffprojekten abgeschlossen, während Algerien die Entwicklung eines Großprojektes für Wasserstoffproduktion mit Beteiligung von Unternehmen aus Österreich, Deutschland und Italien angekündigt hat.

3.2. Geschäftsverlauf

3.2.1. Allgemeine Angaben zum Geschäftsverlauf

ABO Energy deckt die gesamte Wertschöpfungskette bei der Entwicklung von Wind-, Solar- und Speicheranlagen ab – von der Standortakquise bis zur schlüsselfertigen Errichtung. Den größten Anteil der Planungs-, Überwachungs- und Organisationsarbeiten erbringen eigene Fachkräfte.

Neben den finanziellen Leistungsindikatoren Umsatz, Gesamtleistung und Jahresergebnis nutzt ABO Energy wesentliche Meilensteine, die bei der Projektarbeit zu erreichen sind, sowie Bestände an Projekten und Dienstleistungsaufträgen als nichtfinanzielle Leistungsindikatoren zur Messung des wirtschaftlichen Erfolgs.

Zu den bedeutsamen nichtfinanziellen Leistungsindikatoren gehören vor allem die Anzahl neuer Projekte, der Bestand an Projekten in Entwicklung und Errichtung – die sogenannte Projektpipeline – sowie die im Geschäftsjahr erfolgreich abgeschlossenen Projektentwicklungen und -errichtungen.

Weiteren Aufschluss über den Geschäftsverlauf geben das Volumen vereinbarter Projektfinanzierungen und -verkäufe, der Umfang an Dienstleistungstätigkeiten sowie die Entwicklung der Mitarbeiterzahl.

Als Mutter des Konzerns verantwortet die ABO Energy GmbH & Co. KGaA die Planungsaktivitäten der Gesamtgruppe. Die Muttergesell-

schaft unterstützt kontinuierlich die Prozesse zur Projektumsetzung und Leistungserbringung innerhalb der Gruppe. Um die Aussagekraft der Indikatoren zu erhöhen, bezieht sich dieser Abschnitt daher so weit sinnvoll auf die Aktivitäten der gesamten Gruppe.

Im ersten Halbjahr 2025 entwickelten sich diese Indikatoren wie folgt:

3.2.2. Neue Projekte

Im Konzernlagebericht des Vorjahres wurde für die Jahre 2025 bis 2027 gruppenweit und technologieübergreifend mit einem jährlichen Neugeschäft in der Größenordnung von mindestens zwei Gigawatt gerechnet. Dabei wurde darauf hingewiesen, dass im Zusammenhang mit zyklischen Entwicklungen des Neugeschäfts vor allem in den außereuropäischen Märkten und durch das Gewicht einzelner Großprojekte mit größeren periodischen Schwankungen beim Neugeschäft zu rechnen ist.

Tatsächlich akquirierte ABO Energy im ersten Halbjahr 2025 in Europa neue Projekte mit 3,1 Gigawatt. Außerhalb Europas gelang die Sicherung von Projekten mit rund 0,2 Gigawatt. Sowohl in Megawatt gerechnet als auch der Anzahl nach, haben Windkraftprojekte einen Anteil von rund der Hälfte am Neugeschäft, Solar-, Batterie- und Hybridprojekte machen die andere Hälfte aus. Insgesamt liegt das Neugeschäft wie im Vorjahr deutlich über Plan.

3.2.3. Bestand an Projekten in Entwicklung

Zum 30. Juni 2025 arbeitete ABO Energy an der Entwicklung von Windkraft-, Solar und Speicherprojekten mit einer Leistung von rund 34 Gigawatt. Davon befinden sich in den Ländern Argentinien, Kanada, Frankreich, Spanien und Polen Projekte mit einer Gesamtleistung von jeweils ein bis drei Gigawatt. In Deutschland umfasst die Pipeline mehr als zehn Gigawatt, während in Finnland und Südafrika jeweils an Projekten mit mehr als fünf Gigawatt gearbeitet wird. In weiteren sieben Ländern wird jeweils an mindestens dreistelligen Megawattzahlen und an rund vier Gigawatt gearbeitet: Niederlande, Irland, Kolumbien, Tunesien, Ungarn und dem Vereinigten Königreich.

3.2.4. Projektrealisierungen

Die Periodenzuordnung der Projektrealisierungen richtet sich nach dem Gefahrenübergang der jeweils erbrachten Leistungen im Sinne des handelsrechtlichen Realisationsprinzips. Planerische oder technische Meilensteine, wie beispielsweise die Einspeisung der ersten Kilowattstunde (technische Inbetriebnahme), können zeitlich davon abweichen.

3.2.4.1. Verkauf von Portfolien und einzelnen Projektrechten

Im Konzernlagebericht 2024 wurde für die Kalenderjahre 2025 bis 2027 gruppenweit und technologieübergreifend mit Verkäufen von Portfolien und einzelnen Projektrechten in der Größenordnung von durchschnittlich mindestens 150 bis 350 Megawatt gerechnet. Typischerweise sehen solche Vereinbarungen mit den Käufern eine weitere Zusammenarbeit mit ABO Energy vor, um die Projekte zur Baureife zu bringen und anschließend zu errichten und in Betrieb zu nehmen.

Im ersten Halbjahr 2025 wurden die Rechte an zwei französischen Solarprojekten mit 18 Megawatt und zwei irische Windprojekte mit 74 Megawatt veräußert.

3.2.4.2. Abgeschlossene Projektentwicklungen

Im Konzernlagenbericht 2024 wurde für die Kalenderjahre 2025 bis 2027 gruppenweit und technologieübergreifend mit einem durchschnittlichen Volumen von 150 bis 350 Megawatt an abgeschlossenen Projektentwicklungen pro Jahr gerechnet.

Im ersten Halbjahr 2025 wurde die Projektentwicklung für sieben Windkraftprojekte mit 125 Megawatt und für ein Solarprojekt mit zwölf Megawatt erfolgreich abgeschlossen.

3.2.4.3. Abgeschlossene Projekterrichtungen

Im Konzernlagebericht 2024 wurde für die Kalenderjahre 2025 bis 2027 gruppenweit und technologieübergreifend mit jährlich bis zu 250 Megawatt abgeschlossenen schlüsselfertigen Projekterrichtungen gerechnet.

Tatsächlich wurden im ersten Halbjahr 2025 zwei Windprojekte mit 30 Megawatt und vier Solarparks mit zusammen 67 Megawatt schlüsselfertig errichtet und abgerechnet. Die errichteten Parks verteilten sich auf Projekte in Deutschland, Frankreich, Spanien und Ungarn. Zusätzlich wurden in Deutschland ein Umspannwerk und ein Infrastrukturprojekt errichtet und abgerechnet.

3.2.5. Projektfinanzierungen und schlüsselfertige Verkäufe

Per 30. Juni 2025 wurden sechs Projektfinanzierungen für insgesamt 136 Megawatt mit einem Kreditvolumen von 187 Millionen Euro abgeschlossen. Parallel zur Einholung der Projektfinanzierungen wurden im ersten Halbjahr 2025 sieben Projekte mit 132 Megawatt schlüsselfertig an Investoren verkauft.

3.2.6. Dienstleistungstätigkeiten

3.2.6.1. Betriebsführung Wind und Batterien

Per 30. Juni 2025 betreut ABO Energy 174 Projekte mit 629 Windkraftanlagen und insgesamt 1.817 Megawatt verteilt auf die Länder Deutschland (927 Megawatt), Frankreich (291 Megawatt), Finnland (444 Megawatt), Irland (134 Megawatt) und Polen (21 Megawatt). In den Zahlen sind auch Umspannwerke und ähnliche Anlagen in der Betreuung erfasst. Des Weiteren werden zehn Batterieprojekte in Deutschland und eines in Nordirland betreut.

3.2.6.2. Service Wind und Batterien

Der Service betreut rund 390 Windkraftanlagen – von der reinen Wartung über Störungsbeseitigung, Großkomponenteninstandsetzung und -tausch bis hin zum Vollwartungsvertrag. Darüber hinaus wartet der Service acht Batterieprojekte.

3.2.6.3. Betriebsführung und Service Solar

Im Geschäftsfeld Solar werden 40 Anlagen betreut, davon 26 in Deutschland, vier in Griechenland, acht in Ungarn und zwei in Frankreich.

3.2.6.4. Bauüberwachung

Im Fall der Bauüberwachung erfolgt die Errichtung nicht schlüsselfertig, sondern als Dienstleistung. Im ersten Halbjahr 2025 wurden keine wesentlichen Dienstleistungen aus Bauüberwachung erbracht.

3.2.7. Personalentwicklung

Die Zahl der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter hat sich im ersten Halbjahr 2025 von durchschnittlich 1.394 auf 1.420 erhöht.

3.3. Ertragslage

Die Gesamtleistung in Höhe von 190,9 Mio. € (erstes Halbjahr 2024: 186,6 Mio. €) für das erste Halbjahr 2025 ergibt sich aus Umsatzerlösen in Höhe von 205,8 Mio. € (erstes Halbjahr 2024: 122,5 Mio. €) und Bestandsminderung der fertigen und unfertigen Erzeugnisse in Höhe von 14,9 Mio. € (erstes Halbjahr 2024: Bestandserhöhung in Höhe von 64,0 Mio. €). Die Umsatzerlöse im Projektierungsgeschäft setzen sich zusammen aus 71,5 Mio. € aus Planungsleistungen und Rechteverkäufen (erstes Halbjahr 2024: 74,4 Mio. €) sowie 124,2 Mio. € aus der Errichtung von Projekten (erstes Halbjahr 2024: 38,8 Mio. €). Mit Dienstleistungstätigkeiten erwirtschaftete ABO Energy 10,1 Mio. € Umsatz (erstes Halbjahr 2024 9,4 Mio. €).

Die Materialaufwandsquote von 47,8 % (erstes Halbjahr 2024: 46,2%) ist gegenüber dem ersten Halbjahr 2024 aufgrund des höheren Anteils der materialintensiven Errichtungsleistungen (60,4 % der Umsatzerlöse gegenüber 31,6 % im ersten Halbjahr 2024) leicht gestiegen.

Der Personalaufwand in Höhe von 56,1 Mio. € (erstes Halbjahr 2024: 52,0 Mio. €) ist durch das Personalwachstum sowie turnusmäßige Gehaltsanpassungen gestiegen.

Die Abschreibungen in Höhe von 5,6 Mio. € (erstes Halbjahr 2024: 7,5 Mio. €) teilen sich auf in 1,7 Mio. € (erstes Halbjahr 2024: 2,0 Mio. €) Abschreibungen auf das Anlagevermögen und 3,9 Mio. € (erstes Halbjahr 2024: 5,5 Mio. €) Einzelwertberichtigungen auf Projekte in Entwicklung, für die keine realistische Umsetzungsmöglichkeit mehr besteht oder deren wirtschaftliche Situation sich deutlich verschlechtert hat.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen sind leicht auf 21,8 Mio. € gestiegen (erstes Halbjahr 2024: 21,2 Mio. €). Im Vorjahr waren einmalige Aufwendungen im Zusammenhang mit der Begebung einer Anleihe in Höhe von rund 2,0 Mio. € angefallen. Der Anstieg zum Vorjahr ist im Wesentlichen durch höhere Aufwendungen aus Währungsumrechnungen von 1,3 Mio. € zu erklären. Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum enthalten die sonstigen betrieblichen Aufwendungen zudem die von der Ahn & Bockholt Management GmbH in Rechnung gestellte Vergütung der Geschäftsführung für den Zeitraum vom 1. Januar bis zum 30. Juni 2025 in Höhe von 0,8 Mio. €.

Das Zinsergebnis zeigt einen Nettozinsaufwand von 6,5 Mio. € (erstes Halbjahr 2024: 4,3 Mio. €). Die Zinsen und ähnlichen Aufwendungen betragen 8,1 Mio. € (erstes Halbjahr 2024: 5,0 Mio. €). Grund für den Anstieg ist neben dem allgemeinen Anstieg des Zinsniveaus im Wesentlichen die Zinszahlung für die im Mai 2024 ausgegebene Anleihe. Die sonstigen Zinsen und ähnlichen Erträgen von 1,7 Mio. € (erstes Halbjahr 2024: 0,7 Mio. €) beinhalten im Wesentlichen Zinsen aus der Kontokorrentverzinsung mit verbundenen Unternehmen.

Das Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit beläuft sich im ersten Halbjahr 2025 auf 15,9 Mio. € (erstes Halbjahr 2024: 18,8 Mio. €). Der Jahresüberschuss beträgt 9,6 Mio. € (erstes Halbjahr 2024: 11,4 Mio. €).

Insgesamt ist es ABO Energy im ersten Halbjahr 2025 gelungen wesentliche Projektmeilensteine und dadurch auch die gesetzten Ergebnisziele zu erreichen. Durch den erfolgreichen Abschluss eines Konsortialkredits in Höhe von insgesamt 240,0 Mio. € können zudem auch zukünftig die Aktivitäten in der Projektentwicklung wie auch bei der Errichtung weiter ausgeweitet werden.

3.4. Finanz- und Vermögenslage

Das Anlagevermögen summiert sich auf 20,8 Mio. € (Vorjahr: 21,6 Mio. €) und besteht im Wesentlichen aus Sach- und Finanzanlagen.

Von den bilanzierten 276,2 Mio. € (Vorjahr: 295,1 Mio. €) unfertigen Erzeugnissen und unfertigen Leistungen entfallen zum Bilanzstichtag rund 30 Mio. € (Vorjahr: 61 Mio. €) auf Projekte im Bau. Der Rückgang hängt mit dem hohen Anteil der Umsätze aus der Errichtung von Projekten zusammen.

Die offen von den Vorräten abgesetzten erhaltenen Anzahlungen in Höhe von 75,7 Mio. € (Vorjahr: 109,5 Mio. €) enthalten keine Vorauszahlungen. Es handelt sich ausschließlich um Abschlagszahlungen, denen erbrachte Leistungen oder erfolgte Lieferungen gegenüberstehen und für die keine Rückzahlungsverpflichtung besteht oder wahrscheinlich ist.

Die Forderungen gegen verbundene Unternehmen in Höhe von 280,6 Mio. € (Vorjahr: 278,4 Mio. €) entfallen in Höhe von insgesamt 271,6 Mio. € (Vorjahr: 268,6 Mio. €) auf zum 30. Juni 2025 noch nicht veräußerte Projektgesellschaften. Dabei handelt es sich um Projektgesellschaften in Deutschland (184,5 Mio. €), Ungarn (38,1 Mio. €), Frankreich (17,8 Mio. €), Kolumbien (10,7 Mio. €), Irland (10,1 Mio. €), Polen (6,8 Mio. €) sowie in übrigen Ländern (3,7 Mio. €).

Die übrigen Forderungen gegen verbundene Unternehmen in Höhe von 9,0 Mio. € (Vorjahr: 12,5 Mio. €) entfallen im Wesentlichen auf nicht konsolidierte ausländische Tochtergesellschaften der ABO Energy GmbH & Co. KGaA, die mit diesen Geldern Projektkosten zwischenfinanziert haben.

Die Anteile an verbundenen Unternehmen im Umlaufvermögen sind mit 4,9 Mio. € auf dem Niveau des Vorjahres (Vorjahr: 4,8 Mio. €).

Die Position Wertpapiere im Umlaufvermögen in Höhe von 3,5 Mio. € (Vorjahr: 4,7 Mio. €) enthält ausschließlich Anteile an der ABO Kraft und Wärme AG.

Die Eigenkapitalquote ohne Mezzanine-Mittel und wirtschaftlichem Eigenkapital beträgt 33,6 % (Vorjahr: 32,4 %).

Die Verbindlichkeiten enthalten wirtschaftliches Eigenkapital aus in den Jahren 2021, 2022 und 2024 begebenen nachrangigen Schuldverschreibungen. Per 30. Juni 2025 belaufen sich diese in Summe auf 122,6 Mio. € (Vorjahr: 122,6 Mio. €).

Die Eigenkapitalquote inklusive Nachrangkapital, bestehend aus Mezzanine-Mitteln und den nachrangigen Schuldverschreibungen, beläuft sich auf 54,4 % (Vorjahr: 53,2 %).

Die Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten des Vorjahres in Höhe von 192,3 Mio. € haben sich durch Tilgungen in Höhe von 13,2 Mio. € (erstes Halbjahr 2024: 30,2 Mio. €) und Neuaufnahmen in Höhe von 20,5 Mio. € (erstes Halbjahr 2023: 52,4 Mio. €) auf 201,6 Mio. € erhöht. Die Neuaufnahmen haben eine Laufzeit von bis zu einem Jahr.

Zum 30.06.2025 bestanden Kreditlinien in Höhe von 57,2 Mio. € (Vorjahr: 47,2 Mio. €) die nicht in Anspruch genommen wurden. Des Weiteren bestanden Avallinien in Höhe von 523,8 Mio. € (Vorjahr: 509,7 Mio. €) von denen 253,6 Mio. € (Vorjahr: 252,6 Mio. €) in Anspruch genommen wurden.

Der Finanzmittelstand, definiert als Kassenbestand und Guthaben bei Kreditinstituten, betrug per 30.06.2025 40,0 Mio. € (Vorjahr: 75,6 Mio. €).

Die mit den Kreditinstituten vereinbarten Grenzwerte für Tilgungsdarlehen und Kontokorrentlinien, die sich auf ausgewählte Finanzkennzahlen beziehen – sogenannte Covenants – wurden im Berichtszeitraum alle eingehalten. Die Covenants beziehen sich auf den Nettoverschuldungsgrad und die Eigenkapitalquote.

4. Chancen und Risiken

4.1. Liquiditätsrisiken

Die Entwicklung Erneuerbarer-Energie-Projekte ist geprägt durch hohe Vorlaufkosten bei kleinen Stückzahlen. Die Zuflüsse aus Projektfinanzierungen und -verkäufen müssen entsprechend sorgfältig mit den Abflüssen für Planung und Errichtung abgestimmt werden. Die kurz- bis mittelfristige Liquidität wird laufend konzernweit geplant und gesteuert. Die Bündelung der Zahlungseingänge und die Freigabe der Zahlungsausgänge erfolgt konzernweit über ein manuelles Cash-Pooling in der ABO Energy GmbH & Co. KGaA. Der langfristige Bedarf wird regelmäßig anhand einer mehrjährigen Geschäftsplanung überprüft. Geeignete Kapitalmaßnahmen werden gegebenenfalls zentral durch die ABO Energy GmbH & Co. KGaA initiiert und begleitet.

4.2. Währungsrisiken

Die ABO Energy GmbH & Co. KGaA sieht sich Währungsrisiken durch ihre operative Tätigkeit in Südamerika, im Vereinigten Königreich und weiteren Ländern im Rahmen der internationalen Geschäftsexpansion ausgesetzt. Insbesondere in Ländern, in denen die Stromvergütung in Landeswährung ohne Kopplung an eine starke Währung erfolgt, ist auf geeignete

Sicherungsgeschäfte zu achten. Im Einkauf können sich aus Lieferverträgen auf Fremdwährungsbasis Währungsrisiken ergeben. Insbesondere im Solargeschäft werden Komponenten häufig aus Asien bezogen. Mit entsprechenden Sicherungsgeschäften kann den daraus entstehenden Währungsrisiken entgegengewirkt werden. Insgesamt nehmen Währungsrisiken eine untergeordnete Rolle bei ABO Energy ein. Das Hauptgeschäft wird im Euro-Raum abgewickelt.

4.3 Zinsänderungsrisiko

Grundsätzlich stellen steigende Zinsen ein Risiko für die Rentabilität von Projekten dar. Zinssicherungsgeschäfte können dem kurz- bis mittelfristig entgegenwirken. Mittel- bis langfristig müssen steigende Zinsen gegebenenfalls durch sinkende Investitions- und Betriebskosten sowie angepasste Vergütungssätze ausgeglichen werden. Soweit Zinssicherungsgeschäfte abgeschlossen sind, wird darüber im Anhang berichtet.

4.4. Regulatorische Risiken

Im Betrieb können Windenergie- und Solaranlagen naturgemäß nicht auf Abruf Erträge erwirtschaften. Auf der anderen Seite bestimmen sich die wesentlichen laufenden Kosten fix aus den anfänglichen Investitionskosten sowie aus langfristigen Kredit- und Pachtverträgen. Mit volatilen – weil wetterabhängigen – Stromerträgen und langfristig fixen Kosten hängt die Wirtschaftlichkeit von Projekten damit maßgeblich von stabilen Rahmenbedingungen für den Absatz der erzeugten Energie ab: Entscheidend sind Klarheit und Verlässlichkeit bezüglich der Vergütungsregelungen. Das gilt im Sinne des Vertrauensschutzes für den Investitionszeitraum sowie im Sinne des Bestandsschutzes für die wirtschaftliche Nutzungsdauer. Neben den vormals üblichen, gesetzlichen Einspeisetarifen sind in vielen Märkten mittlerweile Bedingungen für neue Vergütungsformen geschaffen worden. Wind- und Solaranlagen können zunehmend auch auf Basis privatrechtlicher Stromabnahmeverträge oder mit direkt vermarktetem Strom realisiert und wirtschaftlich betrieben werden.

Weitere regulatorische Risiken für Projekte der erneuerbaren Energien liegen in den Genehmigungsverfahren sowie Bedingungen für Netzanschluss und Stromeinspeisung. Verzögerungen und genehmigungsrechtliche Auflagen für den Betrieb und den Netzanschluss der Anlagen können wesentliche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit haben.

4.5. Sonstige Risiken

Die Preissteigerungen aus zuletzt hoher Inflation in vielen Ländern sind in Projektkalkulationen und Planzahlen eingepreist. Dementsprechend und unter der Maßgabe, dass sich die Normalisierung der Inflation fortsetzt, halten sich die kurz- bis mittelfristigen Ertragsrisiken hieraus in Grenzen.

Logistische oder regulatorische Schwierigkeiten bei den Lieferketten können zu Verzögerungen von Projektumsetzungen führen. Neben Ertragsverschiebungen innerhalb eines Geschäftsjahres sind dadurch Verschiebungen in Folgejahre möglich. Ein langfristiges strategisches Risiko für die Beschaffung von Materialien zeichnet sich nicht ab, auch wenn sich insbesondere aus der Einhaltung des Lieferkettensorgfaltspflichtengesetzes (LkSG) kurz- bis mittelfristig Preis- und Fristenrisiken ergeben können. Interne Kontrollsysteme zur Einhaltung der gesetzlichen Auflagen sind implementiert.

4.6. Chancen und Strategie

Generell sind sich die politischen Entscheidungsträger in fast allen Ländern der Welt einig, dass der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien wünschenswert und notwendig ist. Unstrittig ist auch, dass Windkraft an Land und Solar die mit Abstand preiswertesten Formen sind, um klimaschonend Strom zu erzeugen. Jede Reform der Energiepolitik, die zu einem kostenbewussten Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten führt, sollte diese Technologien stärken.

Projektentwickler nehmen bei der Umsetzung der Energiewende eine Schlüsselfunktion ein. Nur mit ihrer Expertise und ihren Kapazitäten in der Planung und Errichtung können Projekte im vorgesehenen Umfang umgesetzt werden.

Dabei gilt es wie in jeder Branche solide zu arbeiten. Ein fairer und offener Umgang mit unseren Partnern – von Grundstückseignern über Lieferanten zu Banken und Investoren – ist unser Geschäftscredo, um langfristig erfolgreich zu sein.

Konsequente Diversifikation federt die branchentypischen Risiken ab: Die Zusammenarbeit mit unterschiedlichen Herstellern für Windkraft-, Solar- und Batterieanlagen sowie eine regionale Verteilung der Projekte reduzieren das Gewicht einzelner Risikofaktoren.

In diesem Sinne betreibt ABO Energy auch den Bereich Service und Wartung von Windkraft-, Solar- und Batterieanlagen und baut das Angebot zusätzlicher Dienstleistungen aus. Mittelfristig sollen diese Geschäftsbereiche, die unabhängig vom Kerngeschäftsfeld der Projektentwicklung sind, einen soliden Beitrag zum Gesamtertrag erwirtschaften.

Grüner Wasserstoff rückt im Zusammenhang mit der Erreichung der weltweiten Klimaziele mehr und mehr in den Fokus der politischen und wirtschaftlichen Diskussion. Mit ersten Projekten hierzu sieht sich ABO Energy gut aufgestellt, um zukünftig auch in diesem Segment einen positiven Beitrag leisten zu können.

4.7. Gesamtaussage zu Chancen und Risiken

Zusammenfassend liegt nach unserer Analyse für ABO Energy das größte Risikopotenzial in der politischen und verwaltungsrechtlichen Gestaltung der Rahmenbedingungen für die Planung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien.

Wie bereits dargestellt halten die politischen Entscheidungsträger in den meisten Ländern weltweit eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien für notwendig und wünschenswert. Die nach Einschätzung der meisten Experten und Entscheidungsträger für die globale Energiewende erforderlichen Technologien (Windkraft, Solar, Batterien und Wasserstoff) bilden zugleich das technologische Fundament für das Geschäftsmodell der ABO Energy. Entsprechend positiv bewerten wir unsere Geschäftschancen.

5. Prognose

Für die Jahre 2025 bis 2027 rechnen wir für ABO Energy gruppenweit und technologieübergreifend mit einem jährlichen Neugeschäft in der Größenordnung von mindestens zwei Gigawatt. Im Zusammenhang mit zyklischen Entwicklungen des Neugeschäftes vor allem in den außereuropäischen Märkten, mit der potenziellen Entwicklung des Wasserstoffgeschäftes und dem Einfluss einzelner Großprojekte auf die Angaben ist weiterhin mit größeren periodischen Schwankungen beim Neugeschäft zu rechnen.

Hinsichtlich der abgeschlossenen Projektentwicklungen aus der bestehenden Pipeline ist zu erwarten, dass ABO Energy in den Jahren 2025 bis 2027 gruppenweit und technologieübergreifend ein durchschnittliches Volumen von 150 bis 350 Megawatt pro Jahr erreicht. Der Verkauf von Projektrechten und -portfolien wird insbesondere gemessen in Megawatt eine bedeutende Rolle spielen. Die Größenordnung in Megawatt wird dabei voraussichtlich im Bereich der abgeschlossenen Projektentwicklungen oder darüber liegen. Bei den abgeschlossenen Errichtungsleistungen erwarten wir für die Jahre

2025 bis 2027 gruppenweit und technologieübergreifend bis zu 250 Megawatt jährlich, verteilt im Wesentlichen auf Projekte in Europa. Einzelne Großprojekte könnten diese Zahl im genannten Zeitraum deutlich nach oben verschieben.

Dies vorausgeschickt entwickelt sich das Geschäftsjahr 2025 weitestgehend planmäßig, auch wenn die Projektrenditen im laufenden Geschäftsjahr in vielen Märkten unter Druck sind. In Erwartung eines starken zweiten Halbjahres gehen wir für das Gesamtjahr 2025 angesichts zahlreicher baureifer Projekte und der positiven Dynamik insbesondere auf dem wichtigen deutschen Markt weiterhin von einer Steigerung der Gesamtleistung um 5 bis 30 % aus. Im zweiten Halbjahr werden sich des Weiteren erste Effekte aus strategischen Maßnahmen, wie beispielsweise dem Verkauf der griechischen Tochtergesellschaft, sowie aus Kosten- und Effizienzmaßnahmen zeigen. Das Konzernergebnis nach Steuern prognostiziert die Geschäftsleitung für das Geschäftsjahr 2025 in einer Spanne zwischen 29 und 39 Mio. €. Die Größe der Bandbreiten ergibt sich aus der branchenüblichen Volatilität, die sich aus zeitlichen Faktoren in der Projektumsetzung ergibt.

Wiesbaden, 30. August 2025

Ahn & Bockholt Management GmbH vertreten durch deren Geschäftsführung

Dr. Karsten Schlageter

Susanne von Mutius

Matthias Hollman

Dr. Thomas Treiling

Alexander Reinicke

Konzernbilanz

Aktiva

	in T€	30.06.2025	31.12.2024
A.	Anlagevermögen	20.765	21.611
I.	Immaterielle Vermögensgegenstände	814	912
II.	Sachanlagen	8.630	9.378
1.	Grundstücke und Gebäude	574	574
2.	Technische Anlagen und Maschinen	47	54
3.	Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	8.003	8.750
4.	Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	6	0
III.	Finanzanlagen	11.321	11.321
1.	Anteile an verbundenen Unternehmen	8.920	8.920
2.	Ausleihungen an verbundene Unternehmen	1.535	1.535
3.	Beteiligungen	460	460
4.	Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	406	406
B.	Umlaufvermögen	614.775	629.057
I.	Vorräte	234.359	229.146
1.	Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	8	2
2.	Unfertige Erzeugnisse, unfertige Leistungen	276.247	295.126
3.	Fertige Erzeugnisse und Waren	4.073	4.273
4.	Geleistete Anzahlungen	29.700	39.273
5.	Erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen	-75.669	-109.528
II.	Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	331.964	314.748
1.	Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	29.781	24.244
2.	Forderungen gegen verbundene Unternehmen	280.586	278.366
3.	Sonstige Vermögensgegenstände	21.597	12.138
III.	Wertpapiere	8.451	9.559
1.	Anteile an verbundenen Unternehmen	4.905	4.830
2.	Sonstige Wertpapiere	3.546	4.729
IV.	Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten	40.001	75.604
C.	Rechnungsabgrenzungsposten	4.009	2.281
D.	Aktive latente Steuern	3.635	3.544
	Bilanzsumme	643.184	656.493

Passiva

	in T€	30.06.2025	31.12.2024
A.	Eigenkapital	216.379	212.769
I.	Gezeichnetes Kapital	9.221	9.221
II.	Konzernkapitalrücklage	45.490	45.490
III.	Konzerngewinnrücklagen	151.885	132.358
1.	Gesetzliche Rücklage	490	490
2.	Andere Gewinnrücklagen	151.395	131.868
IV.	Eigenkapitaldifferenz aus Währungsumrechnung	202	93
V.	Konzernbilanzgewinn	9.556	25.586
VI.	Nicht beherrschende Anteile	25	21
B.	Mezzanine Kapital	11.264	13.564
C.	Rückstellungen	54.730	54.888
1.	Steuerrückstellungen	9.408	13.888
2.	Sonstige Rückstellungen	45.322	41.000
D.	Verbindlichkeiten	357.836	373.979
1.	Anleihen	122.636	122.636
2.	Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	201.636	192.262
3.	Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	11.197	15.691
4.	Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	11.079	6.565
5.	Sonstige Verbindlichkeiten	11.288	36.825
E.	Passiver Rechnungsabgrenzungsposten	2.662	980
F.	Passive latente Steuer	313	313
	Bilanzsumme	643.184	656.493

Gewinn- und Verlustrechnung des Konzerns

	Vom 01.01. bis 30.6. / in T€	2025	2024
1.	Umsatzerlöse	205.813	122.507
2.	Erhöhung des Bestands an Erzeugnissen und Leistungen	-14.943	64.045
3.	Gesamtleistung	190.870	186.552
4.	Sonstige betriebliche Erträge	7.347	2.641
5.	Materialaufwand	-91.245	-86.250
a)	Aufwendungen für Hilfs-, Betriebsstoffe und bezogene Waren	-987	-2.502
b)	Aufwendungen für bezogene Leistungen	-90.258	-83.747
6.	Personalaufwand	-56.078	-52.033
a)	Löhne und Gehälter	-45.513	-42.541
b)	Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und Unterstützung	-10.565	-9.493
7.	Abschreibungen	-5.607	-7.484
a)	Auf immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen	-1.704	-2.010
b)	Auf Vermögensgegenstände des Umlaufvermögens	-3.903	-5.474
8.	Sonstige betriebliche Aufwendungen	-21.782	-21.185
9.	Erträge aus Beteiligungen	0	893
10.	Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	1.690	698
11.	Abschreibungen auf Finanzanlagen und auf Wertpapiere des Umlaufvermögens	-1.183	-56
12.	Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-8.149	-5.013
13.	Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	15.863	18.746
14.	Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-6.042	-7.212
15.	Sonstige Steuern	-259	-203
16.	Jahresüberschuss	9.562	11.349
17.	Nicht beherrschende Anteile	-6	4
18.	Konzernjahresüberschuss	9.556	11.353

Konzernkapitalflussrechnung

Vom 01.01. bis 30.6. / in T€		2025
Laufende Geschäftstätigkeit		
	Periodenergebnis	9.562
+/-	Abschreibungen/Zuschreibungen auf Gegenstände des Anlagevermögens	1.704
+/-	Zunahme/Abnahme der Rückstellungen	4.408
-/+	Zunahme/Abnahme der Vorräte	-5.025
-/+	Zunahme/Abnahme der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie anderer Aktiva, die nicht der Investitions- oder Finanzierungstätigkeit zuzuordnen sind	-41.529
+/-	Zunahme/Abnahme der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie anderer Passiva, die nicht der Investitions- oder Finanzierungstätigkeit zuzuordnen sind	-26.691
-/+	Gewinn/Verlust aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens	7
-/+	Gewinn/Verlust aus dem Verkauf von konsolidierten Unternehmen	-3.202
+	Zinsaufwand	8.149
-	Zinsertrag	-1.690
+/-	Ertragssteueraufwand/-ertrag	6.042
-/+	Ertragssteuerzahlungen	-11.271
=	Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit	-59.536
Investitionstätigkeiten		
+	Einzahlungen aus Abgängen von Gegenständen des Sachanlagevermögens	7
-	Auszahlungen für Investitionen in das Sachanlagevermögen	-791
-	Auszahlungen für Investitionen in das immaterielle Anlagevermögen	-143
+	Einzahlungen aus Verkauf von konsol. Untern. u. sonst. Geschäftseinheiten	2.920
+	Erhaltene Zinsen	469
=	Cashflow aus der Investitionstätigkeit	2.462
Finanzierungstätigkeiten		
-	Auszahlungen an Unternehmenseigner und Minderheitsgesellschafter (Dividenden, Erwerb eigener Anteile, Eigenkapitalrückzahlungen, andere Ausschüttungen)	-5.994
+	Einzahlungen aus der Begebung von Anleihen und der Aufnahme von (Finanz-) Krediten	27.018
-	Auszahlungen aus der Tilgung von Anleihen und (Finanz-) Krediten ¹	8.484
-	Gezahlte Zinsen	-8.323
=	Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	21.185
=	Zahlungswirksame Veränderungen des Finanzmittelfonds	-35.889
Wechselkurs-, konsolidierungskreis- und bewertungsbedingte Änderungen des Finanzmittelfonds		286
Finanzmittelfonds		
	am Anfang der Periode	75.604
	am Ende der Periode	40.001

¹ Die Position Auszahlung aus der Tilgung von Anleihen und (Finanz-)Krediten beinhalten neben der Tilgung von Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten die Veränderung der Cash-Pool-Forderungen.

Konzernanhang

1. Allgemeine Angaben

Der Konzernabschluss der ABO Energy GmbH & Co. KGaA, Wiesbaden wird nach den Rechnungslegungsvorschriften für Kapitalgesellschaften des Handelsgesetzbuches (HGB) unter Berücksichtigung des Aktiengesetzes (AktG) aufgestellt.

Die Gesellschaft ist im Handelsregister des Amtsgerichts Wiesbaden unter HRB 35117 eingetragen. Persönlich haftende Gesellschafterin der ABO Energy GmbH & Co. KGaA ist die Ahn & Bockholt Management GmbH, Wiesbaden (Amtsgericht Wiesbaden, HRB 34475), welche zugleich den Abschluss des größten Konzernkreises aufstellt. Der Konzernabschluss wird im elektronischen Bundesanzeiger veröffentlicht.

Die Gewinn- und Verlustrechnung ist nach dem Gesamtkostenverfahren gem. § 275 Abs. 2 HGB aufgestellt. Das Geschäftsjahr für den Konzern entspricht dem Kalenderjahr.

Die ABO Energy GmbH & Co. KGaA ist aufgrund der Regelungen der §§ 290 ff. HGB als Mutterunternehmen dazu verpflichtet, einen Konzernabschluss aufzustellen.

Die Bilanzierung folgt dem Grundsatz der Stetigkeit nach Maßgabe des § 246 Abs. 3 HGB bzw. des § 252 Abs. 1 Nr. 6 HGB.

Im Interesse einer besseren Klarheit und Übersichtlichkeit werden die nach den gesetzlichen Vorschriften bei den Posten der Bilanz und Gewinn- und Verlustrechnung anzubringenden Vermerke ebenso wie die Vermerke, die wahlweise in der Bilanz bzw. Gewinn- und Verlustrechnung oder im Anhang anzubringen sind, weitestgehend im Anhang aufgeführt.

In den nachstehenden Tabellen kann es zu Rundungsdifferenzen in Höhe von 1 T€ kommen.

2. Konsolidierungskreis

In den Konzernabschluss sind neben der Muttergesellschaft 15 (Vorjahr: 16) Tochterunternehmen einbezogen, auf welche die ABO Energy GmbH & Co. KGaA unmittelbar oder mittelbar einen beherrschenden Einfluss i.S.d. § 290 HGB ausüben kann.

Vollkonsolidiert wurden im Berichtsjahr nachfolgende Gesellschaften:

Gesellschaft	Kapitalanteil
ABO Energy Argentina SA, Buenos Aires (Argentinien)	93,75%
ABO Energy Colombia SAS, Bogota (Kolumbien)	100%
ABO Energy España S.A.U., Valencia (Spanien)	100%
ABO Energy France SARL, Toulouse (Frankreich)	100%
ABO Energy Hungary KFT, Budapest (Ungarn)	100%
ABO Energy Ireland Ltd., Dublin (Irland)	100%
ABO Energy Mezzanine GmbH & Co. KG, Wiesbaden (Deutschland)	100%
ABO Energy Mezzanine II GmbH & Co. KG, Wiesbaden (Deutschland)	100%
ABO Energy Northern Ireland Ltd., Lisburn (Großbritannien)	100%
ABO Energy O&M GmbH	100%
ABO Energy Polska Sp. z o.o., Łódz (Polen)	100%
ABO Energy Services GmbH, Heidesheim (Deutschland)	100%
ABO Energy Suomi Oy, Helsinki (Finnland)	100%
ABO Energy Tunisie SARL, Tunis (Tunesien)	99%
ABO Energy United Kingdom Ltd., Falkirk (Großbritannien)	100%

Änderungen am Konsolidierungskreis:

Die Gesellschaft ABO Energy Hellas S.A. wurde zum 30.06.2025 entkonsolidiert.

Nicht in den Konsolidierungskreis einbezogen wurden Anteile von Tochterunternehmen, die ausschließlich zum Zwecke ihrer Weiterveräußerung (§ 296 Abs. 1 Nr. 3 HGB) gehalten werden und diejenigen Tochterunternehmen, die für die Vermittlung eines den tatsächlichen Verhältnissen entsprechenden Bildes der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage – auch insgesamt – von untergeordneter Bedeutung sind (§ 296 Abs. 2 HGB).

3. Konsolidierungsgrundsätze

Allgemeine Angaben

Die in die Konsolidierung einbezogenen Abschlüsse werden nach einheitlichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden aufgestellt. Die Umrechnung von Abschlüssen in fremder Währung erfolgt nach der modifizierten Stichtagskursmethode.

Kapitalkonsolidierung

Die Kapitalkonsolidierung für die bereits in Vorjahren vollkonsolidierten Gesellschaften erfolgt in Anwendung des Art. 66 Abs. 3 S. 4 EGHGB weiterhin nach der Buchwertmethode durch Verrechnung der Anschaffungskosten der Beteiligung mit dem (anteiligen) Eigenkapital des Tochterunternehmens.

Die Neubewertungsmethode findet für neu in den Konsolidierungskreis aufgenommene Gesellschaften Anwendung. Dabei werden die Anschaffungskosten der Anteile an Tochtergesellschaften mit dem auf sie entfallenden Eigenkapital, bewertet zum Zeitwert im Zeitpunkt der Erstkonsolidierung, verrechnet. Aus der Kapitalkonsolidierung resultierende aktive Unterschiedsbeträge werden grundsätzlich – nach Berücksichtigung aufgedeckter stiller Reserven/ stiller Lasten sowie darauf entfallender latenter Steuern – als Geschäfts- und Firmenwert aktiviert.

Schuldenkonsolidierung

Im Rahmen der Schuldenkonsolidierung sind sämtliche zwischen den in den Konzernabschluss einbezogenen Unternehmen bestehende Forderungen und Verbindlichkeiten gemäß § 303 Abs. 1 HGB aufgerechnet worden.

Aufwands- und Ertragskonsolidierung

Bei der Aufwands- und Ertragskonsolidierung gemäß § 305 Abs. 1 HGB wurden Erträge aus Lieferungen und Leistungen und andere Erträge zwischen einbezogenen Unternehmen mit den korrespondierenden Aufwendungen konsolidiert. Gleiches gilt für sonstige Zinsen und ähnliche Erträge, die mit entsprechenden Aufwendungen verrechnet wurden.

Zwischenergebniseliminierung

Entsprechend § 304 Abs. 1 HGB sind Zwischenergebnisse aus dem konzerninternen Erwerb von Vermögensgegenständen eliminiert worden.

4. Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

Entgeltlich von Dritten erworbene **immaterielle Vermögensgegenstände** des Anlagevermögens werden zu Anschaffungskosten aktiviert und ihrer voraussichtlichen Nutzungsdauer entsprechend linear, im Zugangsjahr zeitanteilig, abgeschrieben. Dabei werden entgeltlich erworbene EDV-Programme über eine betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer von drei Jahren abgeschrieben. Eine Ausnahme bilden die EDV-Programme mit Anschaffungskosten unter 800 €; diese werden sofort in voller Höhe aufwandswirksam erfasst. Soweit die beizulegenden Werte einzelner immaterieller Vermögensgegenstände des Anlagevermögens ihren Buchwert unterschreiten, werden zusätzlich außerplanmäßige Abschreibungen bei voraussichtlich dauernder Wertminderung vorgenommen. Der Zeitraum der planmäßigen linearen Abschreibung für entgeltlich erworbene Geschäfts- und Firmenwerte beträgt 10 Jahre.

Sachanlagen sind mit den Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten abzüglich planmäßiger linearer Abschreibungen bewertet. Die Abschreibungen auf Zugänge des Sachanlagevermögens erfolgen grundsätzlich zeitanteilig. Der Zeitraum der planmäßigen linearen Abschreibung beträgt 3 bis 15 Jahre. Soweit die beizulegenden Werte einzelner Vermögensgegenstände ihren Buchwert unterschreiten, werden zusätzlich außerplanmäßige Abschreibungen bei voraussichtlich dauernder Wertminderung vorgenommen.

In Bezug auf die Bilanzierung **geringwertiger Wirtschaftsgüter** wird handelsrechtlich die steuerrechtliche Regelung des § 6 Abs. 2 EStG angewendet. Anschaffungs- oder Herstellungskosten von abnutzbaren beweglichen Wirtschaftsgütern des Anlagevermögens, die einer selbständigen Nutzung fähig sind, werden im Wirtschaftsjahr der Anschaffung, Herstellung oder Einlage in voller Höhe als Betriebsausgaben erfasst, wenn die Anschaffungs- oder Herstellungskosten, vermindert um einen darin enthaltenen Vorsteuerbetrag, für das einzelne Wirtschaftsgut 800 € nicht übersteigen.

Bei den **Finanzanlagen** sind die Anteile an verbundenen Unternehmen und die Beteiligungen zu Anschaffungskosten bewertet. Soweit die beizulegenden Werte einzelner Vermögensgegenstände des Finanzanlagevermögens ihren Buchwert unterschreiten, werden zusätzlich außerplanmäßige Abschreibungen bei voraussichtlich dauernder Wertminderung vorgenommen.

Ausleihungen sind grundsätzlich zum Nominalwert bilanziert.

Die **Vorräte** sind zu Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten und unter Berücksichtigung des Niederstwertprinzips bewertet. Alle erkennbaren Risiken im Vorratsvermögen, die sich aus überdurchschnittlicher Lagerdauer, geminderter Verwertbarkeit und/oder niedrigeren Wiederbeschaffungskosten ergeben, sind durch angemessene Wertabschläge berücksichtigt. In allen Fällen wurde verlustfrei bewertet, d.h. soweit die voraussichtlichen Verkaufspreise abzüglich der bis zum Verkauf anfallenden Kosten

zu einem niedrigeren beizulegenden Wert führen, wurden entsprechende Abwertungen vorgenommen.

Die Ermittlung der Anschaffungskosten bei den **Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffen** sowie **Waren** erfolgt anhand des Durchschnittswertverfahrens.

Die **unfertigen Leistungen bzw. Erzeugnisse** sind zu Herstellungskosten bewertet. Die Herstellungskosten enthalten die aktivierungspflichtigen Bestandteile des § 255 Abs. 2 HGB. Des Weiteren werden angemessene Teile der Verwaltungskosten sowie angemessene Aufwendungen für soziale Einrichtungen des Betriebs und für freiwillige soziale Leistungen in die Herstellungskosten einbezogen, soweit sie auf den Zeitraum der Herstellung entfallen.

Geleistete Anzahlungen auf Vorräte werden zum Nennwert angesetzt.

Erhaltene Anzahlungen werden zum Nennwert angesetzt, im Einklang mit § 268 Abs. 5 HGB offen von den Vorräten abgesetzt und um die darin enthaltene Umsatzsteuer vermindert (sog. Nettomethode).

Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände werden mit dem Nennwert bzw. mit dem am Bilanzstichtag beizulegenden niedrigeren Wert angesetzt. Bei Forderungen, deren Einbringlichkeit mit erkennbaren Risiken behaftet ist, werden angemessene Wertabschläge vorgenommen; uneinbringliche Forderungen werden abgeschrieben.

Die Anteile an verbundenen Unternehmen und **Wertpapiere** des Umlaufvermögens sind mit den Anschaffungskosten oder den niedrigeren Zeitwerten angesetzt.

Die **flüssigen Mittel** sind zum Nennwert am Bilanzstichtag angesetzt.

Als **aktive Rechnungsabgrenzungsposten** sind Ausgaben vor dem Abschlussstichtag angesetzt, soweit sie Aufwand für einen bestimmten Zeitraum nach diesem Zeitpunkt darstellen.

Das **Gezeichnete Kapital** wird zum Nennwert bilanziert. Die gesetzliche Rücklage wurde gemäß § 150 AktG gebildet.

Der Konzern weist gewährte **Genussrechte** in Ausübung des Wahlrechts des § 265 Abs. 5 HGB als gesonderten Posten zwischen Eigen- und Fremdkapital aus. Die Bewertung erfolgt zum Nennwert.

Die **Rückstellungen** wurden in Höhe des nach vernünftiger kaufmännischer Beurteilung notwendigen Erfüllungsbetrages angesetzt. Rückstellungen mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr sind mit dem ihrer Restlaufzeit entsprechenden durchschnittlichen Marktzinssatz der vergangenen sieben Geschäftsjahre abgezinst.

Die **Verbindlichkeiten** sind zu ihrem Erfüllungsbetrag angesetzt.

Latente Steuern werden auf die Unterschiede in den Bilanzansätzen der Handelsbilanz und der Steuerbilanz angesetzt, sofern sich diese in späteren Geschäftsjahren voraussichtlich abbauen. Darüber hinaus werden latente Steuern auf Verlustvorträge und Konsolidierungsmaßnahmen gebildet. Der Aufwand und Ertrag aus der Veränderung der bilanzierten latenten Steuern wird in der Gewinn- und Verlustrechnung unter dem Posten „Steuern vom Einkommen und vom Ertrag“

ausgewiesen und im Anhang gesondert erläutert. Für die Bewertung latenter Steuern wird der zum Zeitpunkt des Abbaus der Differenzen voraussichtlich geltende individuelle Steuersatz des Konzernunternehmens zugrunde gelegt, bei dem sich die Differenzen voraussichtlich abbauen.

Transaktionen in **fremder Währung** werden grundsätzlich mit dem Devisenkassamittelkurs zum Zeitpunkt der Entstehung erfasst. Auf fremde Währung lautende Vermögensgegenstände und Schulden werden zum Devisenkassamittelkurs am Bilanzstichtag bewertet. Bei Vermögensgegenständen und Schulden mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr findet das Imparitäts- und Realisationsprinzip entsprechende Anwendung.

Für **Abschlüsse in fremder Währung**, welche in den Konzernabschluss einbezogen werden, gilt folgendes: Vermögensgegenstände und Schulden werden zum Devisenkassamittelkurs am Bilanzstichtag, das Eigenkapital zum historischen Kurs und die Posten der Gewinn- und Verlustrechnung zum Durchschnittskurs bewertet.

Das Tochterunternehmen ABO Energy Argentina S.A. liegt in einem Hochinflationland. Die Inflationsbereinigung dieses Abschlusses erfolgt wie auch im vorangegangenen Geschäftsjahr, durch die Aufstellung eines Hartwährungsabschlusses in USD.

Als **passiver Rechnungsabgrenzungsposten** sind Einnahmen vor dem Abschlussstichtag angesetzt, soweit sie Ertrag für einen bestimmten Zeitraum nach diesem Zeitpunkt darstellen.

5. Angaben zur Bilanz

Soweit nicht anders erwähnt, beziehen sich die Vorjahresangaben zur Bilanz auf den 31.12.2024.

Anlagevermögen

Die Entwicklung der einzelnen Posten des Anlagevermögens ist unter Angabe der Abschreibungen des Geschäftsjahres im Anlagenspiegel dargestellt. Der Anlagenspiegel ist dem Anhang als Anlage beigelegt.

Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

Die Angaben zu den Forderungen und sonstigen Vermögensgegenständen sind dem nachfolgenden Forderungsspiegel zu entnehmen:

30.06.2025	Summe in T€	Restlaufzeiten	
		< 1 Jahr	> 1 Jahr
Forderungen aus Lieferung und Leistungen (Vorjahr)	29.781 (24.244)	29.781 (24.244)	0 (0)
Forderungen gegen verbundene Unternehmen (Vorjahr)	280.586 (278.366)	275.743 (273.063)	4.843 (5.303)
Sonstige Vermögensgegenstände (Vorjahr)	21.597 (12.138)	21.530 (12.078)	67 (60)
Summe (Vorjahr)	331.964 (314.748)	330.509 (309.385)	1.455 (5.363)

Die Forderungen gegen verbundene Unternehmen resultieren im Wesentlichen aus konzerninterner Unternehmensfinanzierung in Höhe von 221,3 Mio. € (Vorjahr: 222,9 Mio. €) sowie aus dem Lieferungs- und Leistungsverkehr in Höhe von 59,3 Mio. € (Vorjahr: 55,5 Mio. €). In den Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen sind Forderungen gegen die persönlich haftende Gesellschafterin, die Ahn & Bockholt Management GmbH in Höhe von 0 T€ (Vorjahr: 37 T€) enthalten.

Aktive latente Steuern

Der in der Bilanz gesondert ausgewiesene Posten „Aktive latente Steuern“ resultiert in Höhe von

2,8 Mio. € (Vorjahr: 2,6 Mio. €) aus Konsolidierungsmaßnahmen und den temporären Differenzen aus lokalem steuerlichen Wertansatz und handelsrechtlichen Wertansatz nach Überleitung der lokalen Einzel-Abschlüsse auf konzerneinheitliche Bilanzierungs- und Bewertungsstandards und in Höhe von 0,6 Mio. € (Vorjahr: 0,6 Mio. €) aus den aktiven latenten Steuern der Einzelabschlüsse, sowie aus Verlustvorträgen in Höhe von 0,3 Mio. € (Vorjahr: 0,3 Mio. €).

Die Bewertung der aktiven und passiven latenten Steuern erfolgt mit nachfolgenden unternehmensindividuellen Steuersätzen:

- Argentinien 35,0 %
- Kolumbien 35,0 %
- Spanien 25,0 %
- Finnland 20,0 %
- Frankreich 25,0 %
- Griechenland 22,0 %
- Großbritannien 19,0 %
- Ungarn 9,0 %
- Irland 12,5 %
- Polen 19,0 %
- Tunesien 15,0 %

Eigenkapital

Das gezeichnete Kapital der ABO Energy GmbH & Co. KGaA ist in 9.220.879 Stückaktien mit einem rechnerischen Anteil von 1 €/Aktie am Grundkapital eingeteilt.

Die persönlich haftende Gesellschafterin ist durch Beschluss der Hauptversammlung vom 28.04.2022 mit Änderungswortlaut gemäß Beschluss vom 27.10.2023 ermächtigt, das Grundkapital bis zum 27.04.2027 mit Zustimmung des Aufsichtsrats um bis zu 0,5 Mio. € gegen Bar- und/oder Sacheinlage einmal oder mehrmals zu erhöhen, wobei das Bezugsrecht der Aktionäre ausgeschlossen werden kann (Genehmigtes Kapital 2022/I).

Die persönlich haftende Gesellschafterin ist durch Beschluss der Hauptversammlung vom 27.10.2023 ermächtigt, das Grundkapital bis zum 26.10.2028 mit Zustimmung des Aufsichtsrats um bis zu 2 Mio. € gegen Bar und/oder Sacheinlage einmal oder mehrmals zu erhöhen, wobei das Bezugsrecht der Aktionäre ausgeschlossen werden kann (Genehmigtes Kapital 2023/I).

Der Bilanzgewinn der Muttergesellschaft aus dem Geschäftsjahr 2024 in Höhe von 25,6 Mio. € wurde wie folgt verwendet:

- 6 Mio. € wurden als Dividende ausgeschüttet,
- 19,6 Mio. € wurden in die anderen Gewinnrücklagen eingestellt.

Mezzanine Kapital

Zum 30.06.2025 waren Genussscheine in Höhe von 11,3 Mio. € (Vorjahr: 13,6 Mio. €) emittiert. Jeder der emittierten Genussscheine repräsentiert einen rechnerischen Wert von 1 €. Von der Gesamtsumme entfallen 6,2 Mio. € (Vorjahr 8,4 Mio. €) auf die ABO Energy Mezzanine GmbH & Co. KG und 5,1 Mio. € (Vorjahr: 5,2 Mio. €) auf die ABO Energy Mezzanine II GmbH & Co. KG. Die Genussrechtinhaber haben Anspruch auf eine jährliche Verzinsung.

Rückstellungen

Die Steuerrückstellungen setzen sich wie folgt zusammen:

Steuerrückstellungen	30.06.2025	31.12.2024
	T€	T€
Rückstellung für Körperschaftsteuer	4.200	7.332
Rückstellung für Gewerbesteuer	5.069	6.536
Sonstige Steuerrückstellungen	139	19
Summe	9.408	13.887

Die sonstigen Rückstellungen untergliedern sich wie folgt:

Sonstige Rückstellungen	30.06.2025	31.12.2024
	T€	T€
Rückstellung für ausstehende Rechnungen	27.159	24.621
Rückstellung für Personal	8.280	8.011
Rückstellung für div. Projektrisiken	4.318	591
Sonstige Rückstellungen	3.363	5.259
Rückstellung für Ausgleichsmaßnahmen	1.226	1.287
Rückstellung für Gewährleistung	875	912
Rückstellung für Abschluss- und Prüfungskosten	76	294
Rückstellung für Aufbewahrung von Geschäftsunterlagen	25	25
Summe	45.322	41.000

Verbindlichkeiten

Die Aufgliederung der Verbindlichkeiten inkl. Restlaufzeiten ergibt sich aus dem nachfolgenden Verbindlichkeitspiegel:

Verbindlichkeiten	30.06.2025	Restlaufzeiten		
		Summe in T€	bis zu 1 Jahr	1 bis 5 Jahre
Anleihen (Vorjahr)	122.636 (122.636)	0 (0)	122.636 (101.318)	0 (21.318)
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten (Vorjahr)	201.636 (192.262)	79.789 (43.343)	121.847 (140.119)	0 (8.800)
Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistungen (Vorjahr)	11.197 (15.691)	11.197 (15.691)	0 (0)	0 (0)
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen (Vorjahr)	11.079 (6.565)	9.356 (5.482)	1.723 (1.083)	0 (0)
Sonstige Verbindlichkeiten (Vorjahr)	11.288 (36.825)	11.288 (36.825)	0 (0)	0 (0)
-davon aus Steuern (Vorjahr)	5.663 (31.245)	5.663 (31.245)	0 (0)	0 (0)
-davon im Rahmen der sozialen Sicherheit (Vorjahr)	1.151 (1.015)	1.151 (1.015)	0 (0)	0 (0)
Summe (Vorjahr)	357.836 (373.979)	111.630 (101.341)	246.206 (242.520)	0 (30.118)

Der Posten Anleihen setzt sich aus zwei begebenen Schuldverschreibungen zusammen:

Anleihe 2021/2030: Im Jahr 2021 hat die ABO Energy GmbH & Co. KGaA (vormals ABO Wind AG) 50.000 auf den Inhaber lautende Teilschuldverschreibungen im Nennbetrag von je 1 T€ angeboten (ISIN: DE000A3H2UT8). Insgesamt wurde ein Nettoemissionserlös von insgesamt **42,6 Mio. €** erzielt. Die Teilschuldverschreibungen werden bis zum 31. März 2029 mit 3,5 % pro Jahr auf ihren Nennbetrag verzinst. Ab dem 01. April 2029 bis zum 31. März 2030 erfolgt die Verzinsung mit 1,75% pro Jahr auf ihren Nennbetrag. Zinsen sind jährlich nachträglich am 1. April eines jeden Jahres zahlbar. Die Rückzahlung der Schuldverschreibung zum Nennbetrag erfolgt am 31. März 2030.

Anleihe 2024/2029: Im Jahr 2024 hat die ABO Energy GmbH & Co. KGaA (vormals ABO Wind AG) 80.000 auf den Inhaber lautende nachrangige Schuldverschreibungen im Nennbetrag von je 1 T€ angeboten (ISIN: DE000A3829F5). Insgesamt wurde ein

Nettoemissionserlös von insgesamt **80,0 Mio. €** erzielt. Die Schuldverschreibungen werden mit 7,75 % pro Jahr verzinst. Die Zinsen sind jeweils halbjährlich als nachträgliche Zinszahlung am 8. Mai und 8. November eines jeden Jahres zahlbar. Die Schuldverschreibungen werden am 8. Mai 2029 zum Nennbetrag zurückgezahlt. Die Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten setzen sich ausschließlich aus zinsgünstigen Tilgungsdarlehen und den endfälligen Schuldscheindarlehen zusammen.

Die **Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen** enthalten 4,9 Mio. € (Vorjahr: 5,5 Mio. €) aus dem Lieferungs- und Leistungsverkehr. In den Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen sind zudem Verbindlichkeiten gegenüber der persönlich haftenden Gesellschafterin, der Ahn & Bockholt Management GmbH in Höhe von 203 T€ (Vorjahr: 49 T€) enthalten.

Passiver Rechnungsabgrenzungsposten

Die passiven Rechnungsabgrenzungsposten bestehen im Wesentlichen aus abgegrenzten Service- und Wartungsverträgen und einem in Zusammenhang mit der Unternehmensfinanzierung gewährtem KfW-Zuschuss.

Passive latente Steuern

Der in der Bilanz gesondert ausgewiesene Posten „Passive latente Steuern“ resultiert in Höhe von 0,3 Mio. € (Vorjahr: 0,3 Mio. €) aus den temporären Differenzen aus lokalem steuerlichen Wertansatz und handelsrechtlichen Wertansatz nach Überleitung der lokalen Einzel-Abschlüsse auf konzerneinheitliche Bilanzierungs- und Bewertungsstandards. Die verwendeten Steuersätze sind identisch zu den unter dem Posten „Aktive latente Steuern“ ausgewiesenen Steuersätzen.

6. Angaben zur Gewinn- und Verlustrechnung

Umsatzerlöse

Die erzielten Umsatzerlöse gliedern sich wie folgt nach Tätigkeitsbereichen auf:

	30.06.2025		30.06.2024	
	T€	%	T€	%
Errichtung	124.236	60,4	38.756	31,6
Planung und Rechteverkauf	71.509	34,7	74.356	60,7
Dienstleistungen	10.068	4,9	9.396	7,7
Summe	205.813	100,0	122.508	100,0

Die Aufgliederung nach geografisch bestimmten Märkten ergibt folgendes Bild:

	30.06.2025		30.06.2024	
	T€	%	T€	%
Deutschland	133.700	65,2	71.240	58,3
Frankreich	23.942	11,6	7.334	6,0
Spanien	15.430	7,5	26.588	21,7
Irland	10.132	4,9	515	0,4
Nordirland	9.980	4,8	0	0,0
Ungarn	5.211	2,5	3.930	3,2
Griechenland	4.207	2,0	1.195	1,0
Kolumbien	1.647	0,8	2	0,0
Finnland	865	0,4	7.926	6,5
Großbritannien	520	0,3	0	0,0
Südafrika	98	0,0	2.624	2,1
Polen	57	0,0	57	0,0
Niederlande	24	0,0	57	0,0
Argentinien	0	0,0	668	0,5
Kanada	0	0,0	372	0,3
Summe	205.813	100,00	122.508	100,00

Sonstige betriebliche Erträge

In den sonstigen betrieblichen Erträgen sind periodenfremde Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen in Höhe von 0,2 Mio. € (erstes Halbjahr 2024: 0,2 Mio. €) sowie Erträge aus der Fremdwährungsumrechnung in Höhe von 1,7 Mio. € (erstes Halbjahr 2024: 1,1 Mio. €) enthalten. Von diesen Erträgen aus der Fremdwährungsumrechnung wurden 1,2 Mio. € (erstes Halbjahr 2024: 0,3 Mio. €) bereits realisiert. Die sonstigen betrieblichen Erträge enthalten zudem Gewinne aus der Entkonsolidierung der ABO Energy Hellas S.A.

Abschreibungen

Die Abschreibungen in Höhe von 5,6 Mio. € (erstes Halbjahr 2024: 7,5 Mio. €) teilen sich auf in 1,7 Mio. € (erstes Halbjahr 2024: 2,0 Mio. €) Abschreibungen auf das Anlagevermögen und 3,9 Mio. € (erstes Halbjahr 2024: 5,5 Mio. €) Einzelwertberichtigungen auf Projekte in Entwicklung, für die keine realistische Umsetzungsmöglichkeit mehr besteht oder deren wirtschaftliche Situation sich deutlich verschlechtert hat.

Sonstige betriebliche Aufwendungen

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen enthalten periodenfremde Aufwendungen in Höhe von 0,1 Mio. € (erstes Halbjahr 2024: 0,2 Mio. €). Außerdem sind Aufwendungen aus der Währungsumrechnung in Höhe von 3,0 Mio. € (erstes Halbjahr 2024: 1,6 Mio. €) erfasst.

Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

In den Steuern vom Einkommen und Ertrag sind Erträge aus latenten Steuern von 1,2 Mio. € (erstes Halbjahr 2024: 1,0 Mio. €) und Aufwendungen aus latenten Steuern von 1,0 Mio. € (erstes Halbjahr 2024: 1,0 Mio. €) enthalten.

7. Sonstige Angaben

Haftungsverhältnisse

Die ABO Energy GmbH & Co. KGaA hat eine Garantieerklärung gegenüber den Genussrechtsinhabern der ABO Energy Mezzanine GmbH & Co. KG für die Zinsverbindlichkeiten in Höhe von 4,3% der jeweiligen Einlagen abgegeben, wenn die ABO Energy Mezzanine GmbH & Co. KG die Zinsen nicht oder nicht vollständig ausschütten kann. Die maximale Einlage beträgt 10 Mio. €, zum 31.12.2024 beträgt die Einlage 8,5 Mio. €. Die Zinsen für 2024 wurden planmäßig zum 28.02.2025 ausgeschüttet.

Des Weiteren hat die Gesellschaft eine Garantieerklärung gegenüber den Genussrechtsinhabern der ABO Energy Mezzanine II GmbH & Co. KG für die Zinsverbindlichkeiten in Höhe von 4% der jeweiligen Einlagen abgegeben, wenn die ABO Energy Mezzanine II GmbH & Co. KG die Zinsen nicht oder nicht vollständig ausschütten kann. Die maximale Einlage beträgt 5,4 Mio. €, zum 31.12.2024 beträgt die Einlage 5,2 Mio. €. Die Zinsen für 2024 wurden planmäßig zum 28.02.2025 ausgeschüttet.

Die Gesellschaft haftet i.H.v. insgesamt 13,3 Mio. € für Avalkredite, die der ABO Energy France SARL von den französischen Banken CREDIT AGRICOLE (Toulouse), La Banque CIC SUD OUEST (Bordeaux) und Crédit Lyonnais (Toulouse) bereitgestellt werden. Darüber hinaus haftet die Gesellschaft i.H.v. insgesamt 136,5 Mio. € für die Avalkredite die der ABO Energy Espana S.A.U. von Iberian (Valencia), Caixa Bank (Albacete), Bankinter (Madrid) und Accelerant (Madrid) bereitgestellt wird.

Weiterhin hat die ABO Energy GmbH & Co. KGaA zur Sicherung der Zahlungsansprüche aus den Verträgen über die Lieferung, Montage und Inbetriebnahme von Windkraftanlagen für diverse Projekte Bürgschaften gegenüber Lieferanten in Höhe von 148,1 Mio. € ausgegeben.

Außerdem wurde eine Rangrücktrittserklärung gegenüber einer Tochtergesellschaft abgegeben. Diese Erklärung dient dazu, die Ansprüche der Gläubiger in der Reihenfolge ihrer Befriedigung zu regeln und sicherzustellen, dass bestimmte Verbindlichkeiten nachrangig behandelt werden.

Für die aufgeführten und zu Nominalwerten angesetzten Eventualschulden wurden keine Rückstellungen gebildet, weil mit einer Inanspruchnahme oder Belastung der ABO Energy GmbH & Co. KGaA nicht gerechnet wird.

Bewertungseinheiten

Zur Absicherung von Grundgeschäften wurden derivative Finanzinstrumente zur Absicherung des Zinsänderungsrisikos bei Darlehen mit variabler Verzinsung eingesetzt. Sofern die gesetzlichen Voraussetzungen vorliegen, werden Bewertungseinheiten i.S.d. § 254 HGB gebildet. Die bilanzielle Abbildung der wirksamen Teile der gebildeten Bewertungseinheiten erfolgt nach der sog. Einfrierungsmethode (kompensatorische Bewertung). Grundlage für die Ermittlung der Wirksamkeit (Effektivität) der Bewertungseinheit ist die Übereinstimmung der bewertungsrelevanten Parameter von Grund- und Sicherungsgeschäft (sog. Critical-Term-Match-Methode). Die Wirksamkeit der Sicherungsbeziehungen wird zu jedem Bilanzstichtag prospektiv festgestellt und liegt aufgrund der Fristen- und Betragskongruenz des Grund- und Sicherungsgeschäfts bei nahezu 100 %.

Für folgende Mikro-Hedge wurde eine Bewertungseinheit gebildet:

Zur Absicherung von Zinsrisiken aus der Begebung eines Schuldscheindarlehens mit variablen Zinssätzen hat die Gesellschaft aufgrund der aktuellen und künftigen Zinsentwicklung und den zu erwarteten steigenden Zinsen Zinsswaps abgeschlossen. Im Detail geht es um zwei Tranchen von insgesamt fünf Tranchen der Schuldscheindarlehen, eine über 8,0 Mio. € mit einer Laufzeit von 3 Jahren und einem Zinssatz EURIBOR 6 Monate + 1,40% und die andere über 9,0 Mio. € mit einer Laufzeit von 5 Jahren und einem Zinssatz EURIBOR 6 Monate + 1,60 %.

Für die Tranche über 8,0 Mio. € wurde ein Zinsswap mit 2,75 % abgeschlossen.

Anfangsdatum	Enddatum	Währung	Bezugsbetrag	Festsatz (% p.a.)	Festbetrag	Zahlungstermin
07.03.2025	08.09.2025	EUR	8.000.000	2,75	113,056	08.09.2025

Der beizulegende Zeitwert dieses Zinssicherungsgeschäfts beträgt -16 T€.

Für die Tranche über 9,0 Mio. € wurde ein Zinsswap mit 2,82 % abgeschlossen.

Anfangsdatum	Enddatum	Währung	Bezugsbetrag	Festsatz (% p.a.)	Festbetrag	Zahlungstermin
07.03.2025	08.09.2025	EUR	9.000.000	2,82	130,425	08.09.2025
08.09.2025	09.03.2026	EUR	9.000.000	2,82	128,310	09.03.2026
09.03.2026	07.09.2026	EUR	9.000.000	2,82	128,310	07.09.2026
07.09.2026	08.03.2027	EUR	9.000.000	2,82	128,310	08.03.2027
08.03.2027	07.09.2027	EUR	9.000.000	2,82	129,015	07.09.2027

Der beizulegende Zeitwert dieses Zinssicherungsgeschäfts beträgt -171 T€.

Kapitalflussrechnung

Die Entwicklung des Finanzmittelfonds ist in der Kapitalflussrechnung im Detail dargestellt. Der Finanzmittelfonds am Bilanzstichtag entspricht der Bilanzposition „Kassenbestand und Guthaben bei Kreditinstituten“.

Sonstige finanzielle Verpflichtungen und außerbilanzielle Geschäfte

Weiterhin bestehen im Konzern Verpflichtungen aus befristeten Miet- und Leasingverträgen in Höhe von 19,4 Mio. € (Vorjahr 17,0 Mio. €). Die Verpflichtungen entfallen im Wesentlichen auf Raummieten und Kfz-Leasing.

Arbeitnehmer

Per 30.06.2025 waren durchschnittlich 1.420 Arbeitnehmer (Vorjahr: 1.394) beschäftigt, die sich wie folgt nach Gruppen aufteilen:

Arbeitnehmergruppen	30.06.2025	31.12.2024
leitend	35	35
vollzeitbeschäftigt	1.065	1.055
teilzeitbeschäftigt	320	304
Summe	1.420	1.394

Geschäftsführung

Die ABO Energy GmbH & Co. KGaA wird durch die Geschäftsführung deren einzigen Komplementärin, der Ahn & Bockholt Management GmbH, vertreten.

Mitglieder der Geschäftsführung der Ahn & Bockholt Management GmbH waren im ersten Halbjahr 2025:

Matthias Hollmann, Dipl. Ing.-Maschinenbau, Frankfurt, verantwortlich für Technik, Einkauf und Bau,

Susanne von Mutius, Dipl. Kauffrau Oberursel, verantwortlich für Projektfinanzierung und Vertrieb,

Alexander Reinicke, Dipl. Kaufmann, Mainz, verantwortlich für Unternehmensfinanzierung, Controlling, Personalwesen und Verwaltung,

Dr. Karsten Schlageter, Dipl. Wirtschaftsingenieur, Taunusstein, verantwortlich für internationale Geschäftsentwicklung und

Dr. Thomas Treiling, Geograph, Ober-Olm, verantwortlich für Projekt- und Geschäftsentwicklung.

Aufsichtsrat

Mitglieder des Aufsichtsrats waren im ersten Halbjahr 2025:

Vorsitzender:

Dr. Alexander Thomas, Rechtsanwalt, Partner der Kanzlei Osborne Clarke, Pullach i. Isartal.

Weitere Mitglieder:

Dr. Daniel Duben, Politikwissenschaftler, Mitarbeiter ABO Energy GmbH & Co. KG, Wiesbaden,

Martin Giehl, Vorstand der Mainova AG, Heiligenhaus (bis 27.05.2025),

Natalie Hahner, Betriebswirtin, Mitarbeiterin ABO Energy GmbH & Co. KGaA, Mainz,

Jürgen Koppmann, Geschäftsführer der NaturEnergy GmbH & Co. KGaA, Nürnberg und

Moritz Möller, Wirtschaftsingenieur, Leiter Bereich Erneuerbare Energien der Mainova AG, Friedrichsdorf (seit 27.05.2025),

Maike Schmidt, Wissenschaftlerin, Leiterin des Fachgebiets Systemanalyse am Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung, Stuttgart.

8. Nachtragsbericht

Im Juli 2025 hat ABO Energy eine Vereinbarung über den Verkauf des Großteils der Projektpipeline ihrer Tochtergesellschaft ABO Energy Suomi Oy an Fortum Oyj, ein führendes Energieunternehmen in Finnland, unterzeichnet. Die verkaufte Projektpipeline der Tochtergesellschaft umfasst Projekte in verschiedenen Phasen mit einem Gesamtvolumen von rund 4,4 Gigawatt.

Im August 2025 hat ABO Energy erstmals einen Konsortialkreditvertrag abgeschlossen. Das Volumen der Finanzierung beträgt 240,0 Mio. €. Zu einem wesentlichen Teil ersetzt der Konsortialkredit bestehende Kredite und Schuldscheine. Hinzu kommen Mittel, um das wachsende Projektvolumen zu finanzieren.

Des Weiteren sind nach dem 30.06.2025 keine weiteren Ereignisse eingetreten, die für die ABO Energy GmbH & Co. KGaA von wesentlicher Bedeutung für den Geschäftsverlauf sowie die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage sind und zu einer veränderten Beurteilung der Lage führen könnten.

Wiesbaden, 30. August 2025

Ahn & Bockholt Management GmbH
vertreten durch deren Geschäftsführung



Dr. Karsten Schlageter
Sprecher



Susanne von Mutius



Matthias Hollmann



Dr. Thomas Treilling



Alexander Reinicke

Anlagespiegel

	Werte in T€	Anschaffungskosten					Abschreibungen					Buchwerte			
		01.01.2025	Kons-Kreis	Wäh-rungs-effekt	Zugänge	Abgänge	Stand 30.06.2025	01.01.2025	Kons-Kreis	Wäh-rungs-effekt	Zugänge	Abgänge	Stand 30.06.2025	30.06.2025	31.12.2024
I.	Immaterielle Vermögensgegenstände														
	Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten	3.678	-15	-1	93	-	3.755	2.828	-14	-3	229	-	3.040	715	850
1,															
2,	Geleistete Anzahlungen	80	-	-1	49	-	128	18	-	-1	12	-	29	99	62
	Summe Immaterielle Vermögensgegenstände	3.758	-15	-2	142	-	3.883	2.846	-14	-4	241	-	3.069	814	912
II.	Sachanlagen														
1,	Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten einschl. der Bauten auf fremden Grundstücken	581	-	-	-	-	581	7	-	-	-	-	7	574	574
2,	Technische Anlagen und Maschinen	83	-	-	-	-	83	29	-	-	7	-	36	47	54
3,	Anderer Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	26.474	-39	-127	785	-200	17.724	17.724	-22	-80	1.455	-187	18.890	8.003	8.750
4,	Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	-	-	-	6	-	6	-	-	-	-	-	-	6	-
	Summe Sachanlagen	27.138	-39	-127	791	-200	17.760	17.760	-22	-80	1.462	-187	18.933	8.630	9.378
III.	Finanzanlagen														
1,	Anteile an verbundenen Unternehmen	9.120	-	-	-	-	9.120	200	-	-	-	-	200	8.920	8.920
2,	Ausleihungen an verbundene Unternehmen	5.054	-	-	-	-	5.054	3.519	-	-	-	-	3.519	1.535	1.535
3,	Beteiligungen	966	-	-	-	-	966	506	-	-	-	-	506	460	460
4,	Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	406	-	-	-	-	406	-	-	-	-	-	-	406	406
	Summe Finanzanlagen	15.546	-	-	-	-	15.546	4.225	-	-	-	-	4.225	11.321	11.321
	Summe Anlagevermögen	46.442	-54	-129	933	-200	46.992	24.831	-37	-84	1.703	-187	26.227	20.765	21.611