

Halbjahresbericht 2024

ABO Energy GmbH & Co. KGaA



Konzernlagebericht der ABO Energy GmbH & Co. KGaA

30. Juni 2024

Vorbemerkung

Dieser Konzernlagebericht enthält zukunftsbezogene Aussagen. Wir weisen darauf hin, dass die tatsächlichen Ergebnisse von den Erwartungen über die voraussichtliche Entwicklung abweichen können. Die Tochtergesellschaft ABO Energy Colombia SAS wurde erstmalig zum 31.12.2023 in den Konsolidierungskreis aufgenommen. In Vergleichen, die sich auf den 30.06.2023 beziehen, ist diese Gesellschaft noch nicht enthalten.

1. Überblick erstes Halbjahr 2024

Die am 1. Juli 2024 erfolgte Eintragung ins Handelsregister vollendete die Transformation der ABO Wind Aktiengesellschaft in die ABO Energy GmbH & KGaA. Eine außerordentliche Hauptversammlung hatte Formwechsel und Umfirmierung am 27. Oktober 2023 beschlossen. Eine im März 2024 zurückgenommene Anfechtungsklage hatte die Umsetzung verzögert.

Der ABO Energy Konzern („ABO Energy“) hat im ersten Halbjahr 2024 einen Jahresüberschuss in Höhe von 11,4 Mio. € nach Steuern (erstes Halbjahr 2023: 8,9 Mio. €) erwirtschaftet. Die Gesamtleistung (Umsatzerlöse zuzüglich Änderung des Bestands und aktivierter Eigenleistungen) betrug 186,6 Mio. € (erstes Halbjahr 2023: 158,8 Mio. €).

Nach Technologien aufgeteilt erwirtschaftete ABO Energy im ersten Halbjahr 2024 im Projektierungsgeschäft 58 % der Umsätze mit Windprojekten und 23 % mit Solarprojekten. 10 % wurden mit Batterieprojekten und 9 % mit Hybridprojekten erwirtschaftet.

Die gegenüber dem Vorjahreszeitraum zu verzeichnende weitere Belebung des Geschäfts ist unter anderem vom Aufschwung der Windkraft im Heimatmarkt getragen. Zwischen Januar und Juni 2024 wurden bundes- und branchenweit 5,6 Gigawatt Windkraftleistung neu genehmigt. Das ist mehr als je zuvor in einem ersten Halbjahr.

International hat ABO Energy im ersten Halbjahr 2024 weitere Meilensteine erreicht. Erstmals errichtet das Unternehmen in Spanien ein Projekt schlüsselfertig. Die Bauarbeiten für den 50 Megawatt-Solarpark haben begonnen.

Die Voraussetzungen, um vermehrt auch große Projekte schlüsselfertig errichten zu können, schafft eine im Mai 2024 begebene Nachrangleihe. Aufgrund hoher Nachfrage wurde das Emissionsvolumen von 50,0 Mio. € auf 65,0 Mio. € erhöht. Die Emission war überzeichnet und wurde vollständig platziert.

2. Grundlagen des Unternehmens

ABO Energy plant und errichtet Windparks, Solaranlagen und Speicher in Deutschland, Frankreich, Spanien, Irland, Argentinien, Finnland, Griechenland, 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 2,6 Gigawatt ans Netz gebracht – den größten Teil davon schlüsselfertig. Zusätzlich hat das Unternehmen Erneuerbare-Energie-Parks mit einer Nennleistung von rund drei Gigawatt entwickelt und dann die Projektrechte veräußert.

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 Speicheranlagen. 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 dem im Juli 2024 veröffentlichten Report "Electricity Mid-Year Update" der Internationalen Energie Agentur (IEA) steigt die weltweite Stromnachfrage 2024 um vier Prozent und damit so stark wie seit Jahren nicht mehr. Zu den Ursachen zählen Wirtschaftswachstum, Hitzewellen und die zunehmende Verbreitung von Technologien, die mit Strom betrieben werden wie Elektroautos und Wärmepumpen.

Gleichzeitig setzen Erneuerbare Energien ihren rasanten Aufstieg fort. Der IEA zufolge wird ihr Anteil voraussichtlich von 30 % im Jahr 2023 auf 35 % im Jahr 2025 steigen. Es wird prognostiziert, dass die weltweit aus Erneuerbaren Energien erzeugte Strommenge im Jahr 2025 zum ersten Mal die aus Kohle erzeugte Menge in den Schatten stellen wird. Es wird erwartet, dass die Photovoltaik allein etwa die Hälfte des Anstiegs der weltweiten Stromnachfrage in den Jahren 2024 und 2025 decken wird, während Solar- und Windenergie zusammen sogar drei Viertel des Wachstums ausmachen werden.

Ebenfalls nach Erkenntnissen der Internationalen Energie Agentur (IEA) hat bereits das Jahr 2023 beim Zubau Erneuerbarer-Energien-Kapazitäten einen neuen Rekord gebracht. Für 2024 erwarten die Analysten eine weitere Steigerung. Kontinuierliche politische Unterstützung sowie gute Wettbewerbsfähigkeit flankieren den beschleunigten Ausbau insbesondere der Photovoltaik und der Windkraft. Den 2023 erreichten Zubau schätzen die Analysten auf 440 Gigawatt. Den größten Anteil daran hatte die Photovoltaik mit 65 %. Auch die Windkraft an Land erreichte 2023 einen neuen Spitzenwert. Während die IEA für die Photovoltaik 2024 einen noch stärkeren Zuwachs erwartet, ist das für die Windkraft erwartete Wachstum nicht ganz so hoch.

Eine Verdreifachung der weltweit installierten Windkraftkapazität bis zum Ende des Jahrzehnts wäre nach Einschätzung des Global Wind Energy Council (GWEC) notwendig, um das 1,5 Grad-Ziel zu erreichen. Dieser Beitrag der Windindustrie zum Klimaschutz sei aktuell durch unzureichende Lieferketten gefährdet, warnt der GWEC in einem im Dezember 2023 veröffentlichten Report. Engpässe in den globalen Lieferketten könnten dazu führen, dass bis 2030 nur drei Viertel der für einen 1,5 Grad-Pfad erforderlichen Windenergieanlagen installiert sein werden. Auf eine Windkraftleistung von 650 Gigawatt beziffert der GWEC die drohende Lücke. Aktuell seien die Lieferketten im Windsektor für Mineralien, Komponenten und Infrastruktureinrichtungen wie Häfen und Plattformen nicht ausreichend. Lösungen seien vorhanden, erforderten aber eine stärkere Zusammenarbeit zwischen Regierungen und Industrie sowie zwischen den Akteuren der Lieferkette.

Der weltweite Auftragseingang für Windenergieanlagen stieg in der ersten Hälfte des Jahres 2023 auf einen Rekordwert von

69,5 Gigawatt wie ein Bericht der Investmentberatung Wood Mackenzie feststellt. Dies bedeutet einen Anstieg von 12 % gegenüber dem ersten Halbjahr 2022 und stellt einen neuen Rekord für Windturbinenbestellungen dar. 25 Gigawatt der Aufträge kam von außerhalb Chinas, was einen Anstieg von 47 % im Vergleich zum Vorjahreszeitraum bedeutet. Onshore-Windturbinen machten weiterhin den Großteil der Verkäufe aus. Die chinesische Dominanz spiegelt sich auch darin wider, dass zwei chinesische Hersteller die beiden ersten Plätze für die höchsten Auftragskapazitäten beanspruchten: Envision (9,7 Gigawatt) und Windey (8,7 Gigawatt).

Der Global Wind Energy Council (GWEC) rechnet in seiner aktuellen Prognose mit einem weltweiten Onshore-Zubau von rund 105 Gigawatt für das Jahr 2024. Für den Zeitraum von 2024 bis 2027 wird ein weltweiter Onshore-Zubau von 465 Gigawatt prognostiziert. China (241 Gigawatt), Europa (87 Gigawatt) und die USA (50 Gigawatt) werden in diesem Zeitraum laut GWEC die größten Wachstumsmärkte für Windenergie an Land sein.

3.1.1. Europa

Der Einmarsch Russlands in die Ukraine hat den Ausbau erneuerbarer Energien in der Europäischen Union nach Einschätzung der IEA beschleunigt. Die Notwendigkeit, die Abhängigkeit von russischen Erdgasimporten zu verringern, hat sich als maßgeblicher Treiber erwiesen. So hat die IEA in der im Juli 2023 veröffentlichten Studie die Prognose für den Zubau erneuerbarer Energien für 2023 und 2024 um 38 % erhöht im Vergleich zu den Erwartungen vor dem Ukraine Krieg.

Probleme bei Genehmigungen, Unterzeichnung von Auktionen und lange Entwicklungszeiten stehen nach Einschätzung der IEA einem noch schnelleren Ausbau von Windkraft und Photovoltaik in Europa entgegen. Zwar arbeiten die europäischen Nationalstaaten und die Europäische Kommission daran, Genehmigungsverfahren zu vereinfachen. Doch diese Verbesserungen werden sich erst mittelfristig in höheren Zubauzahlen widerspiegeln. Entwickler stehen vor zahlreichen Herausforderungen wie steigenden Anlagenpreisen und Engpässen in Lieferketten. Einige Staaten haben Schritte unternommen, um die Auktionskonzepte zu ändern und dem veränderten Preisumfeld Rechnung zu tragen: So hat Deutschland Auktionshöchstpreise angehoben und Portugal Anpassungen an die Inflation vorgenommen. Auch das Wachstum des spanischen Marktes für privatrechtliche Stromabnahmeverträge – sogenannte Power Purchase Agreements (PPA) – erhöht das Ausbaupotenzial für Erneuerbare-Energie-Parks. Beim Zubau von Windparks an Land wirken sich indessen Verzögerungen aus, die auf Engpässe in den Lieferketten zurückzuführen sind.

Viele europäische Länder sind bemüht, die Entwicklung und Genehmigung von Erneuerbare-Energie-Parks zu beschleunigen. Laut IEA sind in den jüngsten 18 Monaten (gerechnet ab der Veröffentlichung des Reports im Juli 2023) mehr regulatorische Änderungen umgesetzt worden, um Genehmigungsverfahren zu erleichtern und zu beschleunigen als im gesamten vorangegangenen Jahrzehnt.

Die für die Erteilung von Genehmigungen erforderliche Zeit differiert innerhalb der Europäischen Union. Für Solarparks registriert die IEA Zeiträume zwischen einem und fünf Jahre in den Mitgliedsstaaten. Bei Windparks an Land schwanken die Fristen zwischen drei und neun Jahren. Langwierige Verfahren erhöhen die Risiken und Kosten der Projekte und schaden damit deren Wirtschaftlichkeit.

Im jüngsten Statusbericht zum Sektor der Erneuerbaren Energien beschäftigt sich die IEA mit dem Phänomen der gewachsenen Unterzeichnung bei staatlichen Tarifausschreibungen in mehreren Staaten der Europäischen Union. Als Grund identifizierten die Analysten den Anstieg der Investitionskosten für Wind und Photovoltaik. Zudem hätten einige Entwickler verstärkt privatrechtliche Stromabnahmeverträge zu attraktiveren Konditionen abschließen können. Insgesamt hätten Preisschwankungen auf den Rohstoffmärkten, steigende Zinssätze und Inflation die Unsicherheit über die Wirtschaftlichkeit von Projekten erhöht. Die bei den meisten europäischen Tarifauktionen ausgeschriebenen Tarife passen sich nicht automatisch – etwa über eine Inflationsindexierung – steigenden Kosten an. Das erklärt die Zurückhaltung der Entwickler in solchen Zeiten.

Im politischen Jahresrückblick auf 2023 würdigt das Fachmagazin „Windpower Monthly“ die Pläne der Europäischen Kommission zur Unterstützung der Windindustrie im Rahmen des Net Zero Industry Act (NZIA). Die im November verabschiedete endgültige Fassung des NZIA zielt darauf ab, die Dominanz einzelner Staaten in den Lieferketten für erneuerbare Energien zu begrenzen und verpflichtet die Mitglieder der Europäischen Union, bei Ausschreibungen Mechanismen zur Inflationsanpassung vorzusehen, um sich vor Kostensteigerungen zu schützen. Mehrere Staaten haben 2023 Hürden abgebaut, die einer noch besseren Nutzung der Windkraft an Land im Wege stehen.

Am 19. Dezember 2023 unterzeichneten die Energieminister der meisten Mitgliedsstaaten eine Europäische Windcharta zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Windkraft-Wertschöpfungskette. „Die Maßnahmen zu Genehmigungen, Finanzierung und Auktionen werden den Ausbau der Windenergie vorantreiben und die europäische Windindustrie stärken. Dies ist gut für Arbeitsplätze und Wachstum und für die Energiesicherheit Europas. Und es zeigt, dass Europa als Ganzes die dringende Notwendigkeit der Stärkung seiner Windindustrie verstanden hat.“ So kommentierte Giles Dickson, Vorsitzender des Interessenverbands WindEurope, die Vereinbarung.

Mit der Unterzeichnung der Europäischen Windcharta verpflichten sich die Länder, Genehmigungsverfahren zu digitalisieren und zu beschleunigen. Die Staaten bekennen sich zu Investitionen in die europäische Wertschöpfungskette und die für den Ausbau der Windenergie erforderliche Infrastruktur. Dabei stehen Häfen, Straßen und Stromnetze im Blickpunkt.

Der Verband Solar Power Europe bilanziert 2023 als weiteres Rekordjahr für die Solarbranche. Die neu installierte Solarleistung von 55,9 Gigawatt übertraf in den 27 Mitgliedstaaten der Europäischen Union den Ausbau des Vorjahres um 40 %. Auch in den beiden Jahren zuvor waren Wachstumsraten in dieser Größenordnung erreicht worden. 2023 erzielten 20 der 27 Mitgliedstaaten ihr – gemessen am Ausbauvolumen – bislang

bestes Solarjahr. Die gesamte installierte Solarleistung in der Europäischen Union beläuft sich nunmehr auf 263 Gigawatt.

Für die kommenden vier Jahre erwartet der europäische Solarverband einem weiterhin wachsenden jährlichen Zubau. Allerdings werden die Wachstumsraten nicht so hoch ausfallen wie in der jüngsten Vergangenheit. Der Verband weist darauf hin, dass die Preise für Solaranlagen 2023 stark gefallen sind. Das sei einerseits vorteilhaft für die wirtschaftliche Umsetzung von Projekten. Die aktuellen Bedingungen erschwerten aber zugleich die Bedingungen für Hersteller in Europa.

17 Gigawatt Windkraftleistung sind 2023 in der Europäischen Union errichtet worden. 14 Gigawatt an Land und drei Gigawatt auf See. Das stellt eine geringfügige Steigerung gegenüber dem Vorjahr und einen neuen Rekordzubau dar. Allerdings reicht der Zubau nach Einschätzung des Branchenverbands WindEurope nicht aus, um die Ziele der Gemeinschaft zu erreichen. Dafür wäre ein jährlicher Zubau von 30 Gigawatt notwendig. Deutschland hat die meisten neuen Windkapazitäten gebaut, gefolgt von den Niederlanden und Schweden. Die Niederlande haben die meisten neuen Offshore-Windkraftanlagen gebaut, darunter den 1,5-Gigawatt-Windpark „Hollandse Kust Zuid“ – den derzeit größten Windpark der Welt.

Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in der Europäischen Union belief sich 2023 insgesamt auf 44 %. Die Windenergie lag bei 19 %, die Wasserkraft bei 13 %, die Solarenergie bei 8 % und die Biomasse bei 3 %.

2023 hat die Kommission der Europäischen Union erstmals Grüne Wasserstoff-Projekte in die Liste der „Projekte von gemeinsamem europäischem Interesse aufgenommen“. Diese „Projects of common interest“ (PCI) profitieren von beschleunigten Genehmigungsverfahren und haben Zugang zu staatlichen Fördermitteln. Die Liste enthält insgesamt 166 Projekte. Mehr als ein Drittel davon betrifft die Erzeugung, Verteilung und Speicherung von Wasserstoff.

Zu den PCIs zählen Wasserstoffleitungen zwischen den Mitgliedstaaten, einschließlich Unterwasser-Pipelines durch die Ostsee. Wasserstoffleitungen werden zwischen Italien, Österreich und Deutschland, zwischen Portugal, Spanien, Frankreich und Deutschland, zwischen Deutschland und Frankreich sowie von der Ukraine in die Slowakei, die Tschechische Republik, Österreich und Deutschland vorgeschlagen. Auch mehrere Elektrolyseur-Projekte sind enthalten: fünf in Spanien, fünf in Frankreich, drei in den Niederlanden und jeweils zwei in Dänemark und Deutschland. Die Liste umfasst zudem sechs Wasserstoffspeichieranlagen - drei in Deutschland, eine in Frankreich und zwei in Spanien - sowie Ammoniak-Empfangsanlagen in Frankreich, Deutschland, Belgien und den Niederlanden.

Bei der Bekanntgabe der Liste erklärte der für Energie zuständige Kommissar Kadri Simson, dass die Wasserstoff- und Elektrolyseur-Projekte „die Ausfuhr und den Transit von erneuerbarem Wasserstoff in benachbarte Mitgliedstaaten ermöglichen und es der Großindustrie erlauben werden, den Kohlenstoffausstoß zu verringern und in der Europäischen Union zu bleiben.“

3.1.1.1. Deutschland

Die Bundesnetzagentur veröffentlichte im Juli 2024 erste Zahlen zum Zubau Erneuerbarer Energien im ersten Halbjahr 2024.

Von Januar bis Juni wurde demnach eine Leistung von 9,3 GW an Erneuerbare-Energien-Anlagen in Betrieb genommen. Unter der Berücksichtigung von Stilllegungen älterer Anlagen in Höhe von 0,4 GW im gleichen Zeitraum, steigt die Gesamtleistung um 5,3 Prozent im Vergleich zum Jahresende 2023. Hauptanteil an dieser Entwicklung haben weiterhin die Energieträger Solar und Wind.

Positiv fällt auch die Entwicklung bei den Genehmigungen für neue Windenergieanlagen an Land aus. Allein im ersten Halbjahr 2024 wurden knapp 5,6 GW Leistung genehmigt. Dies entspricht einer Steigerung von fast 70 Prozent im Vergleich zum Vorjahreszeitraum.

Nach Daten des Marktstammdatenregisters (Stand: 05.01.2024) wurden im Jahr 2023 rund 3.800 Megawatt Windkraft- und 14.200 Megawatt Solarleistung in Betrieb genommen. Der Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien an der Netzlast lag in Deutschland 2023 mit 55 % so hoch wie nie zuvor. 2022 lag er bei 48,4 %. Zum hohen Anteil erneuerbarer Energien trug auch der gesunkene Verbrauch vor allem der Industrie bei, der die Netzlast um 5,3 % senkte. Bundeswirtschaftsminister Robert Habeck (Grüne) kommentierte die Zahlen als wichtigen Meilenstein in der deutschen Energiewende: „Zum ersten Mal kommt sichtbar mehr als die Hälfte unseres Stroms aus Erneuerbaren Energien.“ Er verwies auf die Anstrengungen der Ampelkoalition für einen beschleunigten Netzausbau und Zubau an PV- und Windkraftanlagen. „Der aktuelle Erfolg ist ein guter Ansporn, die Anstrengungen fortzusetzen“, so Habeck.

Die Netzlast erfasst keine Kraftwerkseigenverbräuche und Industrienetze, anders als der Bruttostromverbrauch. Sie berechnet sich aus Nettostromerzeugung abzüglich Export-Übertragungsleistung, zuzüglich der Import-Übertragungsleistung und abzüglich der Pumparbeit von Pumpspeicherkraftwerken. Berechnungsgrundlage für die Zieldefinitionen der Bundesregierung zum Ausbau der erneuerbaren Energien (EEG) ist dagegen der Bruttostromverbrauch. An diesem lag der Anteil erneuerbarer Energien 2023 bei 52 %.

Den größten Beitrag leisteten Windkraftanlagen, vor allem an Land. On- und Offshore-Anlagen kamen gemeinsam auf einen Anteil von 31,1 %. Photovoltaik deckte 12,1 % und Biomasse 8,4 %. Die übrigen 3,4 % entfielen auf Wasserkraft und sonstige Erneuerbare. Insgesamt lag die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit 251,2 Milliarden Kilowattstunden rund 7,5 % über dem Vorjahreswert. Die Wind-Onshore-Erzeugung war etwa 18 % höher als im Vorjahr, aus Wind-Offshore-Anlagen um 4,9 % unter dem Vorjahreswert. Die Einspeisung durch Photovoltaik blieb auf dem Niveau des Vorjahres, wobei die sonnenärmere Witterung nach dem Rekordjahr 2022 durch den starken Leistungszubau kompensiert wurde. Dagegen sank die Erzeugung aus konventionellen Energieträgern. Sie betrug insgesamt 197,2 Milliarden Kilowattstunden. Das waren 24 % weniger als 2022.

Der durchschnittliche Day-ahead-Großhandelsstrompreis belief sich 2023 auf 95,2 Euro/Megawattstunde, 2022 lag er bei

235,5 Euro/ Megawattstunde. Damit betrug er weniger als die Hälfte des Vorjahrespreises und sank wieder auf das Niveau von 2021. In 301 der 8.760 gehandelten Stunden war der deutsche Day-ahead-Großhandelsstrompreis negativ. Das war 2022 nur in 69 Stunden der Fall.

31 % der 2023 neu installierten Solarstromkapazität (rund 4,3 Gigawatt) wurde im Rahmen ebenerdig errichteter Solarparks realisiert (40 % plus gegenüber 2022). Für dieses Marktsegment erwartet der Bundesverbandes Solarwirtschaft 2024 weiteres Wachstum. Dies gilt insbesondere für den Fall, dass es zum Abbau weiterer Marktbarrieren beim Zugang zu geeigneten Standortflächen kommen sollte und auch der Zugang zum Stromnetz erleichtert wird, wie dies vom Bundeskabinett im Gesetzesentwurf zum Solarpaket I vorgesehen ist.

Bezüglich der neu installierten Leistung war Deutschland 2023 erneut der größte europäische Solarmarkt. Auch bezüglich der insgesamt bislang installierten Solarkapazität ist Deutschland mit 82 Gigawatt Europas Spitzenreiter. Die installierte Solarleistung pro Kopf liegt in Deutschland bei 985 Watt. Bei dieser Kennzahl sind die Niederlande europaweit führend.

2023 wurden 745 Windenergieanlagen mit 3.567 Megawatt (MW) installierter Leistung errichtet. Dies ist das Ergebnis der Auswertung der Deutschen WindGuard im Auftrag von BWE und VDMA Power Systems. Der Bruttouzubau lag 48,3 % über dem des Vorjahres (2.405 Megawatt). Der Gesamtbestand erhöht sich auf 28.677 Anlagen mit einer kumulierten Leistung von rund 61.000 Megawatt.

Der Windkraftausbau blieb trotz der deutlichen Steigerungen hinter den Zielen der Bundesregierung zurück. So konnte vom Ausschreibungsvolumen von 12,8 Gigawatt nur etwa die Hälfte tatsächlich vergeben werden. Die Branche fordert die wachsende Zubaulücke bei der Windkraft über schnellere Genehmigungen, mehr Flächen und den Abbau von Realisierungshürden zu reduzieren.

Schleppende Genehmigungsverfahren und steigende Auktionsvolumen hatten zur Folge, dass Tarifausschreibungen für Windkraft an Land in den zurückliegenden Jahren strukturell unterzeichnet waren. So wurden nach einer Auswertung der IEA nur zwei Drittel der angebotenen Kapazitäten für die Einspeiseprämie vergeben. Als Reaktion hat Deutschland 2022 (mit Wirkung ab 2023) zum ersten Mal seit 2020 den Höchstpreis angehoben.

Um mehr Flächen für Windkraftnutzung verfügbar zu machen, hat das bevölkerungsreichste Bundesland Nordrhein-Westfalen den bis dato geltenden Mindestabstand von 1.000 Metern zwischen Windkraftanlagen und Wohngebieten abgeschafft.

3.1.1.2. Frankreich

Der Entwurf des französischen Mehrjahres-Energieprogramms für die Zeiträume 2024 bis 2028 und 2029 bis 2035) enthält Aktualisierungen für die Entwicklung der On- und Offshore-Windenergie. Für das Jahr 2035 wird eine Onshore-Windkraftleistung von 40 bis 45 Gigawatt prognostiziert, was einer Verdoppelung der derzeit installierten Kapazität von etwa 21 Gigawatt entspricht. In seinem 2022 veröffentlichten

Wahlprogramm hatte Präsident Emanuel Macron ein Ausbauziel für Windkraft an Land bis 2050 von lediglich 37 Gigawatt ausgegeben.

Frankreichs Bedarf an Energie, insbesondere an Elektrizität, wird in den kommenden Jahren stark ansteigen. Angesichts der anstehenden Elektrifizierung von Industrie und Mobilität prognostiziert der Netzbetreiber Réseau de Transport d'Electricité (RTE) für 2035 einen gegenüber 2022 um 25 bis 40 % höheren Strombedarf in Höhe von jährlich 580 bis 640 Terawattstunden. Atomkraft soll wie bisher einen wesentlichen Beitrag dazu leisten. Angesichts des alternden Atomparks werden die Großkraftwerke jedoch höchstens 400 Terawattstunden liefern können. RTE fordert daher zu Anstrengungen bei Energieeinsparung und Energieeffizienz. Zudem sollen weitere Atomkapazitäten aufgebaut und Erneuerbare Energien schneller ausgebaut werden. Bis 2035 empfiehlt RTE, die Leistung vor allem von Wind- und Solarkraft auf mindestens 270 Terawattstunden zu erweitern.

Die französische Regierung setzt auch auf den Ausbau der Atomparks. Der erste EPR2-Reaktor des Landes in Flamanville soll nach langwierigen Bauverzögerungen nunmehr Mitte 2024 ans Netz gehen. Auch hat Präsident Macron sechs weitere neue EPR2-Kernreaktoren angekündigt. Die Gesamtinvestition wird auf 52 Milliarden Euro geschätzt. Die Inbetriebnahme der neuen Kraftwerke aber wird frühestens für 2035 erwartet.

Beim Ausbau der Wind- und Solarenergie bleibt Frankreich sowohl hinter den eigenen Planungen wie auch den europäischen Vorgaben zurück. Ein Gesetz über Erneuerbare Energien aus dem Jahr 2023 soll die Zulassung von Wind- und Solarstromprojekten erleichtern. Ob dieses Gesetz aber tatsächlich die Umsetzung einschlägiger Großprojekte vereinfachen wird, ist offen.

Die Kommission der Europäischen Union bemängelt eine unzureichende Planung Frankreichs zum Ausbau der Erneuerbaren Energien. Der von Paris vorgelegte Energie- und Klimaplan sieht bis 2030 eine Verringerung der CO₂-Emissionen um 46,4 % gegenüber dem Stand von 2005 vor und bleibt damit hinter den in der EU-Verordnung zur Lastenteilung festgelegten 47,5 % zurück, stellte die Kommission fest. Der französische Plan beziehe sich auch nur „teilweise auf die überarbeiteten Energie- und Klimaziele, die kürzlich im Rahmen des Gesetzespakets Fit for 55 und des REPowerEU-Plans vereinbart wurden“, fügte die Kommission hinzu. Bei der Vorlage des aktualisierten Plans bis spätestens 30. Juni 2024 müsse Frankreich nachweisen, „wie mit den bestehenden und geplanten Maßnahmen das Ziel erreicht werden kann“, so die Kommission weiter.

In ihrem Bericht geht die Kommission besonders auf Frankreichs Ansatz bei den Erneuerbaren Energien ein. „Der Entwurf des aktualisierten Plans enthält keinen Beitrag zur Erreichung des EU-Ziels für Erneuerbare Energien für 2030“, stellt die Kommission fest. Nach den Berechnungen Brüssels müsste Frankreich im Jahr 2030 einen Anteil von mindestens 44 % Erneuerbarer Energien an seinem Bruttoendenergieverbrauch erreichen, um einen ausreichenden Beitrag zum Ziel der Union zu leisten. Paris sieht dies anders. In ihrem Planentwurf hat sich die französische Regierung dafür entschieden, ein Ziel für „dekarbonisierte“ Energie für 2030 vorzulegen, das Atomkraft und Erneuerbare Energien kombiniert.

22 Gigawatt nennt der europäische Branchenverband WindEurope als Gesamtleistung der Windkraftanlagen Frankreichs an Land, die

Ende 2023 am Netz waren. Ziel ist eine Steigerung auf 35 Gigawatt bis zum Jahr 2030. Während in den vergangenen fünf Jahren im Durchschnitt jeweils 1,4 Gigawatt Windkraftleistung installiert worden ist, erwartet WindEurope, dass im Durchschnitt der nächsten fünf Jahre jeweils 1,8 Gigawatt ans Netz gebracht werden. In den Jahren 2029 und 2030 wären dann nochmals Inbetriebnahmen im Umfang von jeweils zwei Gigawatt notwendig. Die Wahrscheinlichkeit, dass dieser Ausbaupfad tatsächlich erreicht wird, taxiert WindEurope auf knapp über 50 % („Quite Likely“).

3.1.1.3. Vereinigtes Königreich

Die schottische Regierung hat zugesagt, die Genehmigungsfristen für Onshore-Windparks auf zwölf Monate zu halbieren. Die für die Bearbeitung der Anträge erforderlichen Ressourcen sollen aufgestockt und die Verfahren für die Bearbeitung von Umweltverträglichkeitsprüfungen durch die Verwendung von Musterformaten und Leitlinien vereinfacht werden. Diese neue Frist würde sich auf 24 Monate verdoppeln, wenn es eine öffentliche Untersuchung des Windparks gibt, so die Vereinbarung zwischen Industrie und Regierung, die am 21. September 2023 auf einer Konferenz in Edinburgh unterzeichnet wurde.

Die neuen Fristen beziehen sich auf Genehmigungsentscheidungen, die von der für Energiefragen zuständigen Abteilung der schottischen Regierung für Windparks mit einer Leistung von mehr als 50 Megawatt getroffen werden. Beschlossen wurden zudem Maßnahmen zur Stärkung des Engagements der Gemeinden und zur Förderung des Recyclings von Windkraftanlagenkomponenten. Die Vereinbarung soll helfen, das schottische Ausbauziel für die Windkraftnutzung an Land zu erreichen. Aktuell sind rund 9,4 Gigawatt Windkraft am Netz. Bis 2030 soll die installierte Leistung auf 20 Gigawatt steigen.

Schottland verfügt über mehr Onshore-Windkraftanlagen, die in Betrieb, im Bau, genehmigt oder im Genehmigungsverfahren sind, als die anderen Länder des Vereinigten Königreichs. Nach Einschätzung des Branchenverbands RenewableUK könnte die schottische Vereinbarung als Blaupause für das gesamte Vereinigte Königreich dienen, um den Windkraftausbau zu forcieren.

Derweil zeichnet sich ab, dass der Atomstrom, der künftig aus dem im Bau befindlichen britischen Meiler Hinkley Point C fließt, deutlich teurer wird als geplant. Die Regierung hatte mit dem französischen Hersteller und Bauherrn, EDF, einen garantierten Mindest-Vergütungspreis von 89,50 Pfund je Megawattstunde (umgerechnet: 10,3 Eurocent je Kilowattstunde) vereinbart. Die Vergütung steigt mit der Inflationsrate. Der aktuelle Mindest-Vergütungspreis liegt bei umgerechnet 14,8 Eurocent je Kilowattstunde. Das ist ein Kostensprung um über 43 %. Ein Ende der dynamischen Kostenspirale ist nicht absehbar. Der Start des ersten AKW-Blocks (C 1) ist für Juni 2027 vorgesehen, Block C2 soll im Juni 2028 folgen. Bei einer Inflationsrate von 3 % und ohne weitere Bauverzögerungen würde der Preis für den Atomstrom 2027 auf umgerechnet 16,7 Eurocent je Kilowattstunde gestiegen sein.

Die Labour-Partei, die im Juli 2024 die Parlamentswahl für sich entschied, hat angekündigt, die Windkraftziele des Vereinigten

Königreichs zu erhöhen und schnellere Netzanschlüsse zu ermöglichen.

15 Gigawatt Windkraftleistung an Land waren nach Zahlen des europäischen Branchenverbands WindEurope Ende 2023 im Vereinigten Königreich installiert. Ziel ist eine Verdopplung auf 30 Gigawatt bis zum Jahr 2030. Während in den vergangenen fünf Jahren im Durchschnitt jeweils nur 0,4 Gigawatt Windkraftleistung hinzukamen, erwartet WindEurope, dass im Durchschnitt der nächsten fünf Jahre jeweils 1,4 Gigawatt ans Netz gebracht werden. In den Jahren 2029 und 2030 wären dann nochmals Inbetriebnahmen im Umfang von jeweils 4,3 Gigawatt notwendig. Die Wahrscheinlichkeit, dass dieser Ausbaupfad tatsächlich erreicht wird, taxiert WindEurope auf 50 %.

3.1.1.4. Spanien

Die dritte spanische Auktion für Erneuerbare-Energie-Projekte im Volumen von 3,3 Gigawatt wurde im Jahr 2022 aufgrund mehrerer Faktoren nicht ausgeschöpft. Steigende Kosten, niedrige Höchstpreise und langfristige Verträge ohne Inflationsindexierung wurden als Hauptgründe dafür genannt, dass nur 5 % der angebotenen Kapazität vergeben wurden. Möglicherweise haben die Entwickler auch festgestellt, dass privatrechtliche Stromabnahmeverträge – oftmals Power Purchase Agreements (PPA) genannt – für Unternehmen und Merchant-Projekte wirtschaftlich und vertraglich besser geeignet sind.

Den europaweit zweitgrößten Solarzubau im Jahr 2023 erreichte Spanien mit 8,2 Gigawatt. Mit der insgesamt installierten Solarkapazität von 36 Gigawatt belegt Spanien ebenfalls den zweiten Rang innerhalb Europas.

Der jüngste Entwurf des Nationalen Energie- und Klimaplans skizziert ehrgeizige Ziele für die Photovoltaik und strebt eine installierte Leistung von 76 Gigawatt bis 2030 an. Darüber hinaus setzt der Entwurf Ziele für die Energiespeicherung und die Wasserstoffherzeugung von 22 bzw. 11 Gigawatt. Zur Wettbewerbsfähigkeit des spanischen Solarsektors tragen Skaleneffekte, günstiges Terrain und reichlich Sonneneinstrahlung bei. Die Einstrahlungswerte ermöglichen einen jährlichen Stromertrag von durchschnittlich 1.600-1.800 Kilowattstunden je installiertem Kilowatt Leistung. Auch die seit 2018 stabile Regulierung hat zum günstigen Umfeld beigetragen. Entsprechend groß ist die Zahl der Marktteilnehmer. Dazu gehören nationale und europäische Versorgungsunternehmen, Öl- und Gaskonzerne, unabhängige Stromerzeuger, Solarentwickler und Investmentfonds.

2023 hat Spanien die Umweltverträglichkeitsprüfung für Erneuerbare-Energie-Projekt mit einer Leistung von etwa 28 Gigawatt positiv abgeschlossen. Dabei handelt es sich überwiegend um Solarprojekte. Aber auch 20 Windparks an Land mit einer Gesamtleistung von 2,9 Gigawatt wurden genehmigt. Vor diesem Eingriff hatte Spanien einen Genehmigungsrückstand im Umfang von bis zu 60 Gigawatt.

31 Gigawatt Windkraftleistung speisten nach Angaben des europäischen Branchenverbands WindEurope Ende 2023 in die spanischen Stromnetze ein. Ziel ist eine Steigerung auf 59 Gigawatt bis zum Jahr 2030. Während in den vergangenen fünf Jahren im

Durchschnitt jeweils 1,5 Gigawatt Windkraftleistung neu installiert wurde, erwartet WindEurope, dass im Durchschnitt der nächsten fünf Jahre jeweils 2,3 Gigawatt ans Netz gebracht werden. In den Jahren 2029 und 2030 wären dann nochmals Inbetriebnahmen im Umfang von jeweils 10,9 Gigawatt notwendig. Die Wahrscheinlichkeit, dass dieser Ausbaupfad tatsächlich erreicht wird, taxiert WindEurope auf knapp über 50 % („Quite Likely“).

3.1.1.5. Republik Irland

Rund 275 Megawatt Windkraftleistung gingen 2023 in der Republik Irland ans Netz. Windkraft deckte 2023 rund 35 % des Strombedarfs auf der grünen Insel. Im Dezember waren es sogar 50 %. Dank der Windstromproduktion sparten irische Verbraucher im vergangenen Jahr fast 1,3 Milliarden Euro an Gaskosten.

Nur drei Onshore-Windparks mit einer Gesamtleistung von 148,4 Megawatt erhielten in der jüngsten Runde des irischen Förderprogramms für Erneuerbare Energien (renewable electricity support scheme/ RESS 3) den Zuschlag, gegenüber 414 Megawatt im vergangenen Jahr bei RESS 2. Der Verband Wind Energy Ireland bezeichnete das Ergebnis als „äußerst enttäuschend“. Die Art und Weise, wie Windenergie in Irland entwickelt werde müsse dringend reformiert werden. Das irische Planungs- und Genehmigungssystem halte die eigenen Fristen für die Bearbeitung von Anträgen nicht ein. Eigentlich sollten Anträge innerhalb von 18 Wochen entschieden sein. Tatsächlich übersteige die durchschnittliche Entscheidungszeit 90 Wochen.

3.1.1.6. Finnland

Finnland war einer der wenigen EU-Mitgliedstaaten, die bis zur Frist am 30. Juni 2023 einen Entwurf zur Überarbeitung des Nationalen Energie- und Klimaplans vorgelegt haben. Die Überarbeitung beinhaltet einen Aufschlag im Windenergieproduktionsplan 2030 von zuvor 18 auf nunmehr 23 Terawattstunden. Eine Klima- und Energiestrategie legt Maßnahmen dar, die Finnland ergreifen wird, um seine EU-Klimaverpflichtungen für 2030 zu erfüllen. Demnach sind die Treibhausgasemissionen deutlich zu reduzieren: um 60 % bis 2030, um 80 % bis 2040 und um 90-95 % bis 2050. Finnland strebt außerdem an, bis 2035 Klimaneutralität zu erreichen.

Der größte Kernreaktor Europas ist 2023 in Finnland mit einer Verspätung von 14 Jahren in Betrieb gegangen. Der Bau des Reaktors Olkiluoto 3 (1,6 Gigawatt) begann im Jahr 2005 und sollte vier Jahre später abgeschlossen sein. Technische Probleme verzögerten das Projekt. Das führte auch zu fast dreimal höheren Kosten (elf Milliarden Euro) als ursprünglich geschätzt. Finnland verfügt derzeit über fünf Kernreaktoren. Zusammen decken sie mehr als 40 % des Strombedarfs.

Nach Erkenntnissen des europäischen Branchenverbands WindEurope waren in Finnland Ende des Jahres 2023 sieben Gigawatt Windkraftleistung am Netz. Ziel ist eine Steigerung auf 20 Gigawatt bis zum Jahr 2030. Während in den vergangenen fünf Jahren im Durchschnitt jeweils ein Gigawatt Windkraftleistung installiert worden ist, erwartet WindEurope, dass im Durchschnitt

der nächsten fünf Jahre jeweils 1,4 Gigawatt ans Netz gebracht werden. In den Jahren 2029 und 2030 wären dann nochmals Inbetriebnahmen im Umfang von jeweils drei Gigawatt notwendig. Die Wahrscheinlichkeit, dass dieser Ausbaupfad tatsächlich erreicht wird, taxiert WindEurope auf knapp über 50 % („Quite Likely“).

3.1.1.7. Griechenland

Der griechische PV-Solarmarkt hat einen enormen Aufschwung erlebt, der nach Einschätzung des Verbands Solar Power Europe in den nächsten Jahren anhalten dürfte. Im Jahr 2022 wurden 1,4 Gigawatt an neuen PV-Projekten ans Netz angeschlossen, wodurch sich die kumulierte Kapazität auf 5,5 Gigawatt erhöhte. Dies war das beste Ergebnis, das der griechische Solarsektor bis dato erzielt hatte. 2023 wurde mit einem Zubau von etwa 1,6 Gigawatt an Solarkapazität eine weitere Steigerung erreicht. 2023 deckte die Photovoltaik bereits rund 18 % des griechischen Strombedarfs. Als Solarziel für 2030 sieht der aktuelle Entwurf der Regierung 13,4 Gigawatt vor. Der größte Engpass beim Zubau sind die Netzkapazitäten. Die meisten Mittelspannungsnetze sind bereits überlastet. Das wird auch bald für die Hoch- und Höchstspannungsnetze erwartet. Die Regierung hat im August 2022 und dann erneut im Januar 2023 eine Prioritätenliste für den Netzanschluss vorgelegt, was zu zahlreichen Beschwerden von interessierten Investoren führte. Um diesen Beschwerden zu begegnen, wurde ein Fahrplan für die Durchsetzung und den Ausbau der Netze in den kommenden Jahren erstellt.

Unter Berücksichtigung der Förderprogramme werden in Griechenland zwischen 2023 und 2025 etwa 4,1 Gigawatt an Erneuerbare-Energie-Projekten versteigert, wovon etwa drei Gigawatt auf die Photovoltaik entfallen dürften. Im Jahr 2022 verabschiedete das griechische Parlament außerdem einen umfassenden Rechtsrahmen für die Speicherung. Großspeicher werden im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens ausgewählt.

3.1.1.8. Ungarn

Windkraft spielt in Ungarn eine untergeordnete Rolle. Sie ist politisch nicht gewollt. Beim Ausbau der Photovoltaik wurde der erst 2022 erreichte Rekord von 1,1 Gigawatt im Jahr 2023 noch deutlich übertroffen. Schon bis Ende Oktober sind demnach mehr als 1,4 Gigawatt Leistung neu ans Netz angeschlossen worden, wie der Verband Solar Power Europe berichtet.

Damit beläuft sich die installierte Solarkapazität nunmehr auf 5,5 Gigawatt. Das Ziel für 2030 wurde von zuvor 6,5 Gigawatt auf nunmehr 12 Gigawatt fast verdoppelt. In der Kategorie von Anlagen mit mehr als 50 Kilowatt Leistung – darunter fallen hauptsächlich Freiflächenanlagen – kamen bis Ende Oktober 2023 gut 760 Megawatt an neuer Leistung hinzu. Der größte Teil dieser Anlagen wurde noch unter dem alten Einspeisetarifsystem (KÁT) gebaut, das 2016 endete. Nach dem Auslaufen der KÁT-Regelung startete Ungarn 2019 ein neues, auktionenbasiertes Förderprogramm mit dem Namen METÁR (Contract for Difference - Differenzvertrag). In fünf Runden wurden im Rahmen des Programms 933 Megawatt

zugewiesen. Bis Ende 2022 waren jedoch nur 60 Megawatt im Rahmen des METÁR-Programms in Betrieb. Der Hauptgrund dafür waren die rekordhohen Strommarktpreise. Die Projektentwickler zögerten, sich an der METÁR-Regelung zu beteiligen. Viele haben auch das alte KÁT-System aufgegeben oder sind vorübergehend aus dem System ausgestiegen, um Strom an der ungarischen Strombörse zu verkaufen. Betreiber von PV-Parks sehen auch gute Chancen in längerfristigen Stromabnahmeverträgen (PPA) mit Verbrauchern.

Der Netzanschluss ist die größte Herausforderung für die Entwicklung der Photovoltaik in Ungarn. Das ungarische Netz hat fast seine Grenzen erreicht. Vom Ausbau der Netze hängt daher insbesondere ab, in welchem Umfang ein weiterer Zubau der Solarkapazitäten in den nächsten Jahren möglich sein wird.

3.1.1.9. Polen

Der Solarzubau Polens lag 2023 bei 4,6 Gigawatt. Damit erreichte Polen den viertgrößten Solarzubau der 27 EU-Mitgliedsstaaten. Ende August 2023 waren in Polen über 26,4 Gigawatt an Erneuerbaren Energien installiert, davon 14,7 Gigawatt aus Solaranlagen.

Der erhebliche Anstieg der Energiepreise und der Rohstoffmangel infolge der russischen Aggression gegen die Ukraine hat das Ziel einer größeren Energieautarkie bei Unternehmen und in der Politik gestärkt. Das führte zu neuen Investitionen in die Photovoltaik. Im August 2023 beschloss das Parlament gesetzliche Änderungen, die die langfristige Entwicklung des Sektors unterstützen und den Anteil der Erneuerbaren Energien am nationalen Verbrauch erhöhen. Das größte Hindernis eines schnelleren Ausbaus sind begrenzte Netzkapazitäten. Der Branchenverband Solar Power Europe erwartet gleichwohl, dass die Solarkapazität in Polen weiter wachsen wird, wenn auch langsamer als in den vergangenen Jahren.

Nach Erkenntnissen des europäischen Branchenverbands WindEurope waren in Polen Ende des Jahres 2023 neun Gigawatt Windkraftleistung am Netz. Ziel ist eine Steigerung auf 14 Gigawatt bis zum Jahr 2030. Während in den vergangenen fünf Jahren im Durchschnitt jeweils 0,7 Gigawatt Windkraftleistung installiert wurde, sollen im Durchschnitt der nächsten fünf Jahre jeweils 1,2 Gigawatt ans Netz gebracht werden. WindEurope sieht eine große Wahrscheinlichkeit, dass dieser Ausbaupfad tatsächlich erreicht wird („very likely“).

Auf sehr wenig Nachfrage stießen die Tarifauktionen Polens im Jahr 2022. Die rekordverdächtige Unterzeichnungsrate betrug 75 %. In früheren Jahren lag sie bei weniger als 10 %.

3.1.2. Lateinamerika

„Lateinamerika bietet hervorragende Bedingungen für Erneuerbare Energien und die Produktion von grünem Wasserstoff“, schreibt „Germany Trade & Invest“, die Gesellschaft der Bundesrepublik Deutschland für Außenwirtschaft und

Standortmarketing. Der Subkontinent ist gesegnet mit einem riesigen Potenzial zur Produktion Erneuerbarer Energie. Im August 2022 verpflichteten sich 15 lateinamerikanische Länder dazu, ab 2030 mindestens 70 % ihres Stroms aus regenerativen Quellen zu beziehen. Die Internationale Energieagentur (IEA) schätzt, dass die installierte Kapazität der Erneuerbaren Energien in Lateinamerika von 2021 bis 2026 um ein Drittel wachsen wird. Das entspräche einem Zubau von 96 Gigawatt. Besonders die Photovoltaik soll den Ausbau vorantreiben. Studien zufolge ist die Technologie aufgrund der niedrigen Gestehungskosten auf dem Kontinent mittlerweile wettbewerbsfähiger als Onshore-Windkraft. In Mexiko werde gefolgt von Chile das geringste Kostenniveau erreicht.

Der Subkontinent verfügt über hervorragende natürliche Bedingungen für die Herstellung von grünem Wasserstoff und kann global zu einem der wichtigsten Lieferanten werden. Nach Einschätzung der International Renewable Energy Agency (IRENA) könnten Chile und Kolumbien 2050 zu den fünf Ländern mit den niedrigsten Produktionskosten weltweit gehören. Um das Potenzial zu nutzen, haben einige Länder in der Region bereits nationale Wasserstoffstrategien auf den Weg gebracht oder arbeiten an milliardenschweren Wasserstoff-Hubs, die die Energie- und Wasserstoffproduktion sowie Hafeninfrastruktur integrieren.

3.1.2.1. Argentinien

Unter der Überschrift „Mehr Wasserstoff für den argentinischen Energiemix“, berichtet das Magazin H2wei über die im September 2023 veröffentlichte nationale Wasserstoffstrategie Argentiniens. Bis 2050 sollen demnach jährlich 5 bis 7,5 Millionen Tonnen Wasserstoff emissionsarm erzeugt werden. Rund 20 % davon sollen für die Dekarbonisierung der heimischen Industrie und die Herstellung von synthetischen Kraftstoffen in Argentinien verwendet werden. Der restliche Wasserstoff ist für den Export vorgesehen. Die entsprechenden Produktionsanlagen sollen so gebaut werden, dass sie durch eine entsprechende Logistik leicht an den weltweiten Handel angeschlossen werden können.

Hafengebiete eignen sich dafür besonders gut, da sie in der Zukunft auf Erdgasinfrastruktur und LNG-Terminals zurückgreifen könnten.

Um diese Produktionsziele zu erreichen, plant Argentinien die Installation von mindestens 30 Gigawatt an Elektrolysekapazität und 55 Gigawatt an Stromerzeugung aus Erneuerbarer Energie. Dieses ehrgeizige Vorhaben bedeutet eine Verzwölfachung der derzeitigen Erzeugungskapazität für Erneuerbare Energien und mehr als eine Verdoppelung der gesamten Stromerzeugungskapazität im Land. Diese Umstellung auf Erneuerbare Energien wird für die effiziente Erzeugung von grünem Wasserstoff von entscheidender Bedeutung sein. Die verstärkte Verbrennung von fossilen Brennstoffen erschwert es Argentinien, Verpflichtungen zur Senkung der CO₂-Emissionen einzuhalten. Der politische Druck der internationalen Gemeinschaft nimmt zu. Auch die umfangreiche Schiefergasgewinnung mit dem hohen Bedarf an Wasser bringt Schwierigkeiten mit sich.

Obwohl die nationale Wasserstoffstrategie einen Ausbau von 55 Gigawatt an Stromproduktion aus Erneuerbare Energien vorsieht, bleibt bislang der der Ausbau hinter den Erwartungen

zurück. „Große Ausbaupotenziale bieten sich für Erneuerbare Energien (EE) – etwa für Wind- und Solarenergie, Biomasse oder die Produktion von grünem Wasserstoff – aber auch in der Erdöl- und -gasindustrie“, resümierte Carl Moses in einem Bericht für die German Trade and Invest (GTAI).

Während der Präsidentschaft von Mauricio Macri 2015 bis 2019 sollte bereits der eigentliche Durchbruch für die Wind- und Sonnenenergie kommen. Die Pläne waren ehrgeizig, der Anteil Erneuerbarer Energien am gesamten Stromverbrauch sollte von zwei auf 20 % im Jahr 2025 und bis 2030 auf 25 % ansteigen. Da die argentinische Wirtschaft 2018 in eine tiefe Krise stürzte, konnten diese Pläne jedoch nicht finanziert werden.

3.1.2.2. Kolumbien

Kolumbiens Reserven fossiler Energieträger reichen nur noch für etwa sieben Jahre. Produktion und neue Explorationen stocken. Da Kolumbiens Stromerzeugung stark von Wasserkraft abhängt, wirken sich Regenfälle und Wasserstände in den Stauseen auf die Strompreise des Landes aus. Durch das Wetterphänomen El Niño war 2023 weniger Wasser verfügbar, der Energiebedarf stieg. Ersatzquellen wie thermische Energie sind teuer. In der Folge zogen die Energiepreise an. Geht es nach dem Entwurf des Nationalen Energieplans könnte der Anteil Erneuerbarer Energien (ohne Wasserkraft) an der Stromversorgung im besten Szenario bis 2052 auf rund 70 % steigen. Durch Instrumente wie steuerliche Anreize und öffentliche Auktionen für strategische Energieträger sollen diese Ziele erreicht werden. Die Regierung unter Gustavo Petro möchte das Land so unabhängiger von fossilen Energieträgern machen.

3.1.3. Nordamerika

In Nordamerika werden die Investitionen in Wind- und Solarenergie bis 2050 um das Zwölfwache steigen. Das geht aus einem neuen DNV-Bericht über die Energiewende hervor. Die bis 2050 auf dem Kontinent zu erwartenden Investitionen in die Windenergie summieren sich demnach auf 1,6 Billionen US-Dollar. Bei der Solarenergie sind es 2,3 Billionen US-Dollar. Die Energiewende werde jedoch bei weitem nicht schnell genug erfolgen, um 2050 eine Netto-Null-Energiebilanz zu erreichen. Der Bericht „Energy Transition Outlook North America“ sagt voraus, dass bis Mitte des Jahrhunderts noch 1,3 Gigatonnen CO₂-Emissionen pro Jahr anfallen werden. DNV prognostiziert, dass bis Anfang der 2030er Jahre 1.000 Terawattstunden, respektive 17 % des Stroms, in der Region aus Windkraft stammen werden. Bis 2050 wird die Windenergie voraussichtlich 3.100 Terawattstunden liefern und 35 % der nordamerikanischen Elektrizität erzeugen.

Der Inflation Reduction Act von 2022 in den USA und der kanadische Clean Energy Plan von 2023 flankieren die Entwicklung. Beide sehen Steuergutschriften für die Entwicklung der Windenergie vor. DNV sagt voraus, dass zwischen 2020 und

2030 jährlich 16 Gigawatt an Onshore-Windkapazität hinzukommen werden, die in den 2030er und 2040er Jahren auf 22 Gigawatt/Jahr beziehungsweise 33 Gigawatt/Jahr ansteigen wird. Die Entwicklung der Offshore-Windkapazitäten verläuft ähnlich, wenn auch mit einer gewissen Verzögerung. Im Vergleich dazu wurden zwischen 2010 und 2020 jedes Jahr durchschnittlich 8 Gigawatt Windkapazität neu ans Netz angeschlossen.

Die Beschleunigung der Windenergienachfrage wird vor allem durch die Elektrifizierung wichtiger Nachfragesektoren in Verbindung mit dem Wachstum der netzgekoppelten Elektrolyse angetrieben. Bis 2050 werden etwa 19 Gigawatt Onshore-Windkraft und 9 Gigawatt Offshore-Windkraft für die Elektrolyse zur Wasserstoffgewinnung benötigt.

3.1.3.1. Kanada

Kanada steht in puncto Energieversorgung vor großen Herausforderungen. Der Strommix soll 2035 CO₂-neutral sein. Dabei könnte sich der Strombedarf des Landes bis 2050 verdoppeln. Zudem will Kanada, ebenso wie die EU, bis 2050 komplett klimaneutral werden. Dieses Ziel wurde bereits im Klimagesetz von 2021 gesetzlich verankert. Laut dem kanadischen Haushaltsplan für 2023 müsste die Erzeugungs- und Netzkapazität um das 2,2- bis 3,4-Fache steigen, um die Nachfrage nachhaltig, sicher und günstig zu decken. Untersuchungen der Canadian Renewable Energy Association zufolge wäre dafür ein Zubau von etwa 4 bis 5 Gigawatt jährlich erforderlich. Da in dem Land weiterhin Erdgas verstromt wird, soll das CO₂ abgespalten und gespeichert werden, um Netto-Null-Emissionen zu erreichen.

Kanada will bis 2030 aus der Kohleverstromung aussteigen und als Ersatz die Erneuerbaren Energien ausbauen. Ende des Jahres 2022 verfügte das Land bei Alternativenenergien über eine installierte Kapazität von gut 19 Gigawatt. Mit rund 60 % Anteil am Strommix führt die Wasserkraft deutlich vor anderen Technologien. In Manitoba, Québec, Yukon sowie Neufundland und Labrador entfallen jeweils mehr als 90 % auf Wasserkraft. British Columbia liegt nur knapp darunter.

Laut Modellrechnungen der kanadischen Behörde für Energieregulierung (CER) sollen vor allem die Kapazitäten bei Wind- und Solarenergie zunehmen: bis 2050 um 100 bis 150 Gigawatt. Da aber das technische Potenzial neuer Wasserkraftwerke deutlich größer ist als die bereits installierte Kapazität, ist auch mit weiteren Investitionen in die Wasserkraft zu rechnen. Öffentliche Versorgungsunternehmen sowie privatwirtschaftliche und indigene Stromanbieter erhalten mit dem „Clean Electricity Investment Tax Credit“ einen Anreiz, emissionsfreien Strom zu produzieren.

3.1.4. Afrika

Die Covid-19-Pandemie und die anschließende Energiekrise haben die wirtschaftlichen Aussichten verschlechtert. Das erschwert Energieinvestitionen, die notwendig sind, um mehr Menschen

Zugang zu Elektrizität und sauberem Kochen zu ermöglichen. Heute haben mehr als 40 % der Menschen in Afrika keinen Zugang zu Elektrizität und 70 % keinen Zugang zu sauberen Kochmöglichkeiten.

Um den steigenden Energiebedarf Afrikas zu decken und die Klimaziele zu erreichen, müssen die Energieinvestitionen in diesem Jahrzehnt mehr als verdoppelt werden. Dafür sind von 2026 bis 2030 jährlich mehr als 200 Milliarden US Dollar erforderlich, wobei zwei Drittel in saubere Energie fließen sollen. Um allen Afrikanern Zugang zu Strom und sauberen Kochmöglichkeiten zu verschaffen, sind Investitionen in Höhe von jährlich 25 Milliarden US Dollar erforderlich. Das entspricht einem % der weltweiten Energieinvestitionen.

Die Energieinvestitionen in Afrika sind gegenüber den Höchstständen von 2014 um fast 45 % zurückgegangen. Auch Erneuerbare-Energie-Projekte haben es zum Teil schwer, Finanzierungen zu sichern. Potenzielle Investoren sind besorgt über die Risiken, die sich aus einem schwachen regulatorischen Umfeld oder der schlechten finanziellen Lage der Versorgungsunternehmen ergeben. Diese Risiken können die wirtschaftliche Tragfähigkeit von Projekten beeinträchtigen, insbesondere in Ländern, in denen der Sektor für saubere Energien gerade erst entsteht. Außerdem können sie die Kreditkosten für ähnliche Projekte auf mindestens das Zwei- bis Dreifache des Niveaus in fortgeschrittenen Volkswirtschaften ansteigen lassen. Infolgedessen benötigen viele Projekte in Afrika Unterstützung, entweder um als Demonstrationsprojekt zu dienen oder um die Mobilisierung von Privatkapital zu erleichtern. In einem Kommuniqué, das die afrikanischen Regierungen auf dem Klimagipfel in Nairobi im September 2023 veröffentlichten, wurden die fortgeschrittenen Volkswirtschaften aufgefordert, ihre Zusagen zur Klimafinanzierung einzuhalten und das multilaterale Finanzsystem zu reformieren, um den heutigen Mangel an Energieinvestitionen auf dem Kontinent zu beheben.

3.1.4.1. Südafrika

In Südafrika, auf das 27 % des derzeitigen Strombedarfs in Afrika entfallen, haben sich die Störungen aufgrund ungeplanter Ausfälle zahlreicher Kohlekraftwerke verschärft. Das hat zu einem erheblichen Anstieg der Investitionen in Erneuerbare Energien geführt. Trotz der Versorgungsengpässe werden keine neuen Kohlekraftwerke in Betrieb genommen, was im Einklang mit den internationalen Verpflichtungen steht, die Investitionen in neue Kohlekraftwerke zu beenden. Bis 2030 wird der Anteil der emissionsarmen Stromerzeugung in Südafrika von heute 12 auf mehr als 40 % steigen.

Aufgrund eingeschränkter Netzzugänge blieben in südafrikanischen Regionen mit besonders guten Windbedingungen bei jüngsten Ausschreibungen angebotene Tarife im Umfang von drei Gigawatt ohne Zuschlag, berichtet die IEA in einer im Juni 2023 veröffentlichten Studie.

Auf der UN-Klimakonferenz 2021 in Glasgow hatte Südafrika mit Deutschland, Frankreich, Großbritannien, den Vereinigten Staaten von Amerika und der Europäischen Kommission die Just Energy

Transition Partnership (JETP) vereinbart, die Südafrika dabei helfen soll, den Kohlausstieg zu beschleunigen und Erneuerbare Energien auszubauen. Die Mittel sollen zusätzlich zu den 1,76 Milliarden Euro für die JETP fließen. Unter anderem soll der staatliche Energiekonzern Eskom entflechtet und ein unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber etabliert werden. Langfristig ist das Ziel, den Anteil von Erneuerbaren Energien bei der Stromversorgung zu erhöhen. Kohle dominiert nach wie vor mit rund 80 % die Stromerzeugung. Erneuerbare Energien einschließlich Wasserkraftwerke liegen bei 13,7 %, Atomstrom macht 4,6 % aus. Fördermittel der Bundesrepublik Deutschland sollen dazu beitragen, den Energiesektor zu reformieren, eine Erneuerbaren-Energien-Industrie aufzubauen und damit den Wirtschaftsstandort Südafrika zu stärken.

3.1.4.2. Tunesien

Die Voraussetzungen sind ideal: In Tunesien scheint die Sonne jährlich 3.000 Stunden (in Deutschland sind es rund 1.000 Stunden weniger. Und auch das Windkraftpotenzial ist groß. Doch bislang wird Strom in Tunesien fast ausschließlich aus Erdgas gewonnen. Davon produziert das Land nur gut ein Drittel selbst. Der Rest kommt vor allem aus dem Nachbarland Algerien.

Bis 2030 soll der Energiemix in Tunesien deutlich grüner werden. Die Regierung sieht vor, dass bis dahin 35 % des Stroms aus Erneuerbaren Energien (EE) kommen. Ursprünglich sah der 2015 aufgestellte Solarplan 30 % bis 2030 vor, 2022 erhöhte die Regierung die Zielmarke um fünf Prozentpunkte. Die installierte EE-Leistung soll 2030 mehr als 3.800 Megawatt erreichen - gegenüber 275 Megawatt im Jahr 2015. Im Jahr 2020 standen Erneuerbare Energien gerade einmal für drei % des erzeugten Stroms. Noch kommt der Ausbau kaum voran: Laut dem Plan der Regierung sollten 2020 bereits 1.225 Megawatt an Erneuerbaren Energien installiert sein; Ende Juni 2023 waren es gerade einmal 565 Megawatt. Ein Grund für die Verzögerung ist die Finanzierung. Die Staatskassen sind leer. Umso mehr ist Tunesien auf privates Engagement angewiesen.

Die erste Präqualifizierungsrunde für größere Erneuerbare-Energie-Anlagen über Konzessionen wurde 2018 gestartet. Hier sollten Anlagen mit einer Gesamtleistung von 1.000 Megawatt gebaut werden, die eine Hälfte betrieben mit Solarkraft, die andere Hälfte mit Windkraft. Im Dezember 2019 erhielten drei Bieter den Zuschlag für den Zubau und den Betrieb von fünf Photovoltaikvorhaben. Bisher ist keines ans Netz gegangen. Inzwischen ist fraglich, ob die Projekte zu den vereinbarten Konditionen noch realisiert werden können.

Auch die deutsche Bundesregierung unterstützt die Energiewende in Tunesien. Alleine die Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit betreut Projekte im Themenbereich Energie und Klima mit einem Gesamtbudget von knapp 60 Millionen Euro. Auch das Thema grüner Wasserstoff ist in der bilateralen Zusammenarbeit auf der Agenda.

3.2. Geschäftsverlauf

3.2.1. Allgemeine Angaben zum Geschäftsverlauf

ABO Energy deckt die gesamte Wertschöpfungskette bei der Entwicklung von Wind-, Solar- und Speichereinrichtungen 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 Muttergesellschaft 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 2024 entwickelten sich diese Indikatoren wie folgt:

3.2.2. Neue Projekte

Im Konzernlagebericht des Vorjahres wurde für die Jahre 2023 bis 2025 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 1. Halbjahr 2024 allein in Europa neue Projekte mit 1,4 Gigawatt. Außerhalb Europas gelang die Sicherung von Projekten mit rund 0,6 Gigawatt. Sowohl in Megawatt gerechnet als auch der Anzahl nach, haben Windkraftprojekte einen Anteil von rund der Hälfte am Neugeschäft,

Solar- 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 2024 arbeitete ABO Energy an der Entwicklung von Windkraft-, Solar und Speicherprojekten mit einer Leistung von rund 25 Gigawatt. Davon befinden sich in den Ländern Frankreich, Spanien, Kanada, Griechenland und Argentinien Projekte mit einer Gesamtleistung von jeweils ein bis zwei Gigawatt. In Deutschland umfasst die Pipeline mehr als vier Gigawatt. In Finnland und Südafrika wird jeweils an Projekten mit mehr als fünf Gigawatt gearbeitet. In folgenden weiteren sieben Ländern sind Projekte jeweils mit einer Gesamtleistung im dreistelligen Megawattbereich in Entwicklung: Kolumbien, Irland, Niederlande, Polen, Vereinigtes Königreich, Ungarn und Tunesien.

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 2022 wurde für die Kalenderjahre 2023 bis 2025 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 2024 wurden die Rechte an zwei argentinischen Solarprojekten mit 40 Megawatt und einem ungarischen Solarprojekt mit 250 Megawatt veräußert.

3.2.4.2. Abgeschlossene Projektentwicklungen

Im Konzernlagenbericht 2022 wurde für die Kalenderjahre 2023 bis 2025 gruppenweit und technologieübergreifend mit einem durchschnittlichen Volumen von 150 bis 350 Megawatt an abgeschlossenen Projektentwicklungen pro Jahr gerechnet.

Im ersten Halbjahr 2024 wurde die Projektentwicklung für zwei Windkraftprojekte mit 52 Megawatt und für zwei Solar- und Batterieprojekte mit 17 Megawatt erfolgreich abgeschlossen.

3.2.4.3. Abgeschlossene Projekterrichtungen

Im Konzernlagebericht 2022 wurde für die Kalenderjahre 2023 bis 2025 gruppenweit und technologieübergreifend mit jährlich bis zu 250 Megawatt abgeschlossenen schlüsselfertigen Projekt-errichtungen gerechnet.

Tatsächlich wurden im ersten Halbjahr 2024 ein Windprojekte mit 15 Megawatt und zwei Solar- und Batterieprojekte mit zusammen 16 Megawatt schlüsselfertig errichtet und abgerechnet. Die errichteten Parks verteilten sich auf Projekte in Deutschland und Finnland.

3.2.5. Projektfinanzierungen und schlüsselfertige Verkäufe

Per 30. Juni 2024 wurden neun Projektfinanzierungen für insgesamt 158 Megawatt mit einem Kreditvolumen von 165 Millionen Euro abgeschlossen. Parallel zur Einholung der Projektfinanzierungen wurden im ersten Halbjahr 2024 sechs Projekte mit 45 Megawatt schlüsselfertig an Investoren verkauft.

3.2.6. Dienstleistungstätigkeiten

3.2.6.1. Betriebsführung Wind und Batterien

Per 30. Juni 2024 betreut ABO Energy 161 Projekte mit 619 Windkraftanlagen und insgesamt 1.715 Megawatt verteilt auf die Länder Deutschland (837 Megawatt), Frankreich (264 Megawatt), Finnland (444 Megawatt), Irland (149 Megawatt) und Polen (21 Megawatt). In den Zahlen sind auch Umspannwerke und ähnliche Anlagen in der Betreuung erfasst. Desweiteren werden zehn Batterieprojekte in Deutschland und eines in Nordirland betreut.

3.2.6.2. Service Wind und Batterien

Der Service betreut rund 290 Windkraftanlagen – von der reinen Wartung über Störungsbeseitigung, Großkomponenten-instandsetzung und -tausch bis hin zum Vollwartungsvertrag. Darüber hinaus wartet der Service fünf Batterieprojekte.

3.2.6.3. Betriebsführung und Service Solar

Im Geschäftsfeld Solar werden 29 Anlagen betreut – 17 in Deutschland, sechs in Griechenland, fünf in Ungarn und eine in Frankreich.

3.2.6.4. Bauüberwachung

Im Fall der Bauüberwachung erfolgt die Errichtung nicht schlüsselfertig, sondern als Dienstleistung. Im ersten Halbjahr

2024 wurden keine wesentlichen Dienstleistungen aus Bauüberwachung erbracht.

3.2.7. Personalentwicklung

Die Zahl der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter hat sich im Kalenderjahr von durchschnittlich 1.221 auf 1.375 erhöht.

3.2.8. Angaben zur Unternehmensorganisation

Die Hauptversammlung beschloss am 27. Oktober 2023 Formwechsel und Umfirmierung zur ABO Energy GmbH & Co. KGaA. Mit der am 1. Juli 2024 erfolgten Eintragung in das Handelsregister des Amtsgerichts Wiesbaden wurden der Formwechsel und die Umfirmierung wirksam.

Von nun an ist die Gesellschaft im Handelsregister des Amtsgerichts Wiesbaden unter HRB 35117 eingetragen. An der Börsennotiz der Aktie änderte sich nichts. Persönlich haftende Gesellschafterin der ABO Energy GmbH & Co. KGaA ist die Ahn & Bockholt Management GmbH mit Sitz in Wiesbaden (Amtsgericht Wiesbaden, HRB 34475). Die bisherigen Vorstände der ABO Wind AG wurden zu Geschäftsführern der Ahn & Bockholt Management GmbH bestellt.

Umsetzungsmöglichkeit mehr besteht oder deren wirtschaftliche Situation sich deutlich verschlechtert hat.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen sind auf 21,2 Mio. € gestiegen (erstes Halbjahr 2023: 15,7 Mio. €). Hauptgrund hierfür sind Aufwendungen im Zusammenhang mit der Begebung einer Anleihe im Mai 2024 in Höhe von rund 2,0 Mio. €. Zudem sind gegenüber dem Vorjahreszeitraum die Rechts- und Beratungskosten um 0,7 Mio. € sowie die IT-Kosten um 0,7 Mio. € gestiegen.

Das Zinsergebnis zeigt einen Zinsaufwand von 4,3 Mio. € (erstes Halbjahr 2023: 3,2 Mio. €). Die Zinsen und ähnlichen Aufwendungen betragen 5,0 Mio. € (erstes Halbjahr 2023: 3,9 Mio. €). Die sonstigen Zinsen und ähnlichen Erträge von 0,7 Mio. € (erstes Halbjahr 2023: 0,8 Mio. €) beinhalten im Wesentlichen Zinsen aus der Kontokorrentverzinsung mit verbundenen Unternehmen.

Das Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit beläuft sich im ersten Halbjahr 2024 auf 18,8 Mio. € (erstes Halbjahr 2023: 13,2 Mio. €). Der Jahresüberschuss beträgt 11,4 Mio. € (erstes Halbjahr 2023: 8,9 Mio. €).

Insgesamt ist es ABO Energy im ersten Halbjahr gelungen wesentliche Projektmeilensteine und dadurch auch die gesetzten Ergebnisse zu erreichen. Durch die erfolgreiche Begebung einer Schuldverschreibung mit einem Emissionsvolumen von insgesamt 65,0 Mio. € können zudem auch zukünftig die Aktivitäten in der Projektentwicklung wie auch bei der Errichtung weiter ausgeweitet werden.

3.3. Ertragslage

Die Gesamtleistung in Höhe von 186,6 Mio. € (erstes Halbjahr 2023: 158,8 Mio. €) für das erste Halbjahr 2024 ergibt sich aus Umsatzerlösen in Höhe von 122,5 Mio. € (erstes Halbjahr 2023: 130,7 Mio. €) und Bestandserhöhungen der fertigen und unfertigen Erzeugnisse in Höhe von 64,0 Mio. € (erstes Halbjahr 2023: 28,1 Mio. €). Die Umsatzerlöse im Projektierungsgeschäft setzen sich zusammen aus 74,4 Mio. € aus Planungsleistungen und Rechteverkäufen (Vorjahr: 51,5 Mio. €) sowie 38,8 Mio. € aus der Errichtung von Projekten (Vorjahr: 71,3 Mio. €). Mit Dienstleistungstätigkeiten erwirtschaftete ABO Energy 9,4 Mio. € Umsatz (Vorjahr: 7,8 Mio. €).

Die Materialaufwandsquote von 46,2 % (erstes Halbjahr 2023: 51,0 %) ist gegenüber dem ersten Halbjahr 2023 aufgrund des geringeren Anteils der materialintensiven Errichtungsleistungen (31,64 % der Umsatzerlöse gegenüber 54,6 % im ersten Halbjahr 2023) gesunken.

Der Personalaufwand in Höhe von 52,0 Mio. € (erstes Halbjahr 2023: 42,5 Mio. €) ist durch das Personalwachstum sowie turnusmäßige Gehaltsanpassungen gestiegen.

Die Abschreibungen in Höhe von 7,5 Mio. € (erstes Halbjahr 2023: 7,0 Mio. €) teilen sich auf in 2,0 Mio. € (erstes Halbjahr 2023: 1,7 Mio. €) Abschreibungen auf das Anlagevermögen und 5,5 Mio. € (erstes Halbjahr 2023: 5,0 Mio. €) Einzelwertberichtigungen auf Projekte in Entwicklung, für die keine realistische

3.4. Finanz- und Vermögenslage

Das Anlagevermögen summiert sich auf 13,8 Mio. € (Vorjahr: 14,0 Mio. €). Sach- und Finanzanlagen machen davon den wesentlichen Teil aus.

Von den bilanzierten 372,0 Mio. € (Vorjahr: 313,5 Mio. €) unfertigen Erzeugnissen entfallen zum Bilanzstichtag rund 148,3 Mio. € (Vorjahr: 117,3 Mio. €) auf Projekte im Bau.

Die offen von den Vorräten abgesetzten erhaltenen Anzahlungen in Höhe von 183,1 Mio. € (Vorjahr: 150,1 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 226,4 Mio. € (Vorjahr: 158,1 Mio. €) entfallen in Höhe von insgesamt 218,5 Mio. € (Vorjahr: 147,7 Mio. €) auf zum 30. Juni 2024 noch nicht veräußerte Projektgesellschaften. Dabei handelt es sich um Projektgesellschaften in Deutschland (136,0 Mio. €), Ungarn (26,7 Mio. €), Spanien (24,9 Mio. €), Frankreich (14,7 Mio. €), Kolumbien (6,6 Mio. €), Polen (3,0 Mio. €) sowie in übrigen Ländern (2,1 Mio. €).

Die übrigen Forderungen gegen verbundene Unternehmen in Höhe von 12,5 Mio. € (Vorjahr: 10,5 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 2,6 Mio. € auf dem Niveau des Vorjahres (2,7 Mio. €).

Die Position Wertpapiere im Umlaufvermögen in Höhe von 6,8 Mio. € (Vorjahr: 6,8 Mio. €) enthält ausschließlich Anteile an der ABO Kraft und Wärme AG.

Die Eigenkapitalquote ohne Mezzanine-Mittel und wirtschaftlichem Eigenkapital beträgt 33,6 % (Vorjahr: 39,0 %).

Die Verbindlichkeiten enthalten wirtschaftliches Eigenkapital aus in den Jahren 2021, 2022 und 2024 begebenen nachrangigen Schuldverschreibungen. Per 30. Juni 2024 belaufen sich diese in Summe auf 107,6 Mio. € (Vorjahr: 42,6 Mio. €).

Die Eigenkapitalquote inklusive Nachrangkapital, bestehend aus Mezzanine-Mitteln und den nachrangigen Schuldverschreibungen, beläuft sich auf 54,0 % (Vorjahr: 50,4 %).

Die Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten des Vorjahres in Höhe von 157,4 Mio. € haben sich durch Tilgungen in Höhe von 30,2 Mio. € (erstes Halbjahr 2023: 10,7 Mio. €) und Neuaufnahmen in Höhe von 52,4 Mio. € (erstes Halbjahr 2023: 27,5 Mio. €) auf 179,7 Mio. € erhöht. Die Neuaufnahmen enthalten Tilgungsdarlehen mit einer Laufzeit von bis fünf Jahren in Höhe von 20,0 Mio. € (Vorjahr: 31,5 Mio. €) sowie mit einer Laufzeit von mehr als fünf Jahren in Höhe von 2,5 Mio. € (Vorjahr: 10,0 Mio. €).

Die Avallinien wurden von 477,7 Mio. € um 21,0 Mio. € auf insgesamt 498,7 Mio. € erhöht. Die nicht ausgenutzten Kredit- und Avallinien beliefen sich per 30. Juni 2024 auf 315,8 Mio. € (Vorjahr: 293,0 Mio. €).

Der Finanzmittelstand, definiert als Kassenbestand und Guthaben bei Kreditinstituten, betrug per 30.06.2024 17,7 Mio. € (Vorjahr: 37,1 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 Grundstückseigentümern 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 2024 bis 2026 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 weiteren 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 2024 bis 2026 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 2024 bis 2026 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.

Zu erwarten ist, dass sich die Lieferkettenthematik vereinzelt auf die periodische Zuordnung von Projektrealisierungen auswirkt und damit 2024 zu Ertragsverschiebungen in Folgejahre führen kann.

Dies vorausgeschickt entwickelt sich das Geschäftsjahr 2024 planmäßig. Wir gehen für das Gesamtjahr 2024 angesichts zahlreicher baureifer Projekte und der positiven Dynamik in vielen Ländermärkten von einer Steigerung der Gesamtleistung um 10 bis 30 % aus. Das Konzernergebnis nach Steuern prognostiziert die Geschäftsleitung für das Geschäftsjahr 2024 unverändert in einer Spanne zwischen 25 und 31 Millionen Euro.

Wiesbaden, 30. August 2024

Ahn & Bockholt Management GmbH vertreten durch deren Geschäftsführung



Dr. Karsten Schlageter
Sprecher



Dr. Jochen Ahn



Matthias Hollmann



Susanne von Mutius



Alexander Reinicke



Dr. Thomas Treilling

Konzernbilanz

Aktiva

	in T€	30.06.2024	31.12.2023
A. Anlagevermögen		13.791	13.961
I. Immaterielle Vermögensgegenstände		797	1.125
II. Sachanlagen		10.227	10.071
1. Grundstücke und Gebäude		574	420
2. Technische Anlagen und Maschinen		103	98
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung		9.190	8.596
4. Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau		360	956
III. Finanzanlagen		2.766	2.765
1. Anteile an verbundenen Unternehmen		309	309
2. Ausleihungen an verbundene Unternehmen		1.535	1.535
3. Beteiligungen		460	460
4. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht		462	462
B. Umlaufvermögen		570.168	475.465
I. Vorräte		247.026	208.109
1. Unfertige Erzeugnisse, unfertige Leistungen		371.956	313.533
2. Fertige Erzeugnisse und Waren		4.673	4.424
3. Geleistete Anzahlungen		53.530	40.280
4. Erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen		-183.134	-150.128
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände		296.119	220.674
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen		51.051	47.177
2. Forderungen gegen verbundene Unternehmen		226.361	158.138
3. Sonstige Vermögensgegenstände		18.707	15.359
III. Wertpapiere		9.364	9.512
1. Anteile an verbundenen Unternehmen		2.609	2.700
2. Sonstige Wertpapiere		6.755	6.812
IV. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten		17.660	37.170
C. Rechnungsabgrenzungsposten		2.409	1.995
D. Aktive latente Steuern		2.386	2.524
Bilanzsumme		588.754	493.945

Passiva

	in T€	30.06.2024	31.12.2023
A. Eigenkapital		199.051	192.772
I. Gezeichnetes Kapital		9.221	9.221
II. Konzernkapitalrücklage		45.490	45.490
III. Konzerngewinnrücklagen		132.372	110.639
1. Gesetzliche Rücklage		490	490
2. Andere Gewinnrücklagen		131.882	110.149
IV. Eigenkapitaldifferenz aus Währungsumrechnung		574	149
V. Bilanzgewinn		11.353	27.252
VI. Nicht beherrschende Anteile		42	21
B. Mezzanine Kapital		13.564	13.680
C. Rückstellungen		40.147	44.090
1. Steuerrückstellungen		13.061	11.015
2. Sonstige Rückstellungen		27.085	33.075
D. Verbindlichkeiten		334.285	241.869
1. Anleihen		107.636	42.636
2. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten		179.670	157.443
3. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen		11.869	18.454
4. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen		13.172	5.041
5. Sonstige Verbindlichkeiten		21.937	18.295
E. Passiver Rechnungsabgrenzungsposten		1.434	1.191
F. Passive latente Steuer		274	343
Bilanzsumme		588.754	493.945

Gewinn- und Verlustrechnung des Konzerns

	Vom 01.01. bis 30.6. / in T€	2024	2023
1.	Umsatzerlöse	122.507	130.670
2.	Erhöhung des Bestands an Erzeugnissen und Leistungen	64.045	28.107
3.	Gesamtleistung	186.552	158.777
4.	Sonstige betriebliche Erträge	2.641	3.674
5.	Materialaufwand	-86.250	-80.968
a)	Aufwendungen für Hilfs-, Betriebsstoffe und bezogene Waren	-2.502	-1.737
b)	Aufwendungen für bezogene Leistungen	-83.747	-79.231
6.	Personalaufwand	-52.033	-42.486
a)	Löhne und Gehälter	-42.541	-34.991
b)	Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und Unterstützung	-9.493	-7.496
7.	Abschreibungen	-7.484	-6.997
a)	Auf immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen	-2.010	-1.998
b)	Auf Vermögensgegenstände des Umlaufvermögens	-5.474	-5.000
8.	Sonstige betriebliche Aufwendungen	-21.185	-15.702
9.	Erträge aus Beteiligungen	893	99
10.	Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	698	776
11.	Abschreibungen auf Finanzanlagen und auf Wertpapiere des Umlaufvermögens	-56	0
12.	Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-5.013	-3.942
13.	Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	18.764	13.230
14.	Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-7.212	-4.109
15.	Sonstige Steuern	-203	-268
16.	Jahresüberschuss	11.349	8.853
17.	Nicht beherrschende Anteile	4	19
18.	Konzernjahresüberschuss	11.353	8.872

Konzernkapitalflussrechnung

Vom 01.01. bis 30.6. / in T€		2024
Laufende Geschäftstätigkeit		
	Periodenergebnis	11.349
+/-	Abschreibungen/Zuschreibungen auf Gegenstände des Anlagevermögens	2.010
+/-	Zunahme/Abnahme der Rückstellungen	-6.011
-/+	Zunahme/Abnahme der Vorräte	-39.161
-/+	Zunahme/Abnahme der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie anderer Aktiva, die nicht der Investitions- oder Finanzierungstätigkeit zuzuordnen sind	-65.756
+/-	Zunahme/Abnahme der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie anderer Passiva, die nicht der Investitions- oder Finanzierungstätigkeit zuzuordnen sind	-4.761
-/+	Gewinn/Verlust aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens	19
+	Zinsaufwand	5.013
-	Zinsertrag	-698
-	Sonstiger Beteiligungsertrag	-893
+/-	Ertragssteueraufwand/-ertrag	7.212
-/+	Ertragssteuerzahlungen	802
=	Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit	-90.877
Investitionstätigkeiten		
+	Einzahlungen aus Abgängen von Gegenständen des Sachanlagevermögens	661
-	Auszahlungen für Investitionen in das Sachanlagevermögen	-2.110
-	Auszahlungen für Investitionen in das immaterielle Anlagevermögen	-57
+	Erhaltene Dividenden	893
=	Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-613
Finanzierungstätigkeiten		
-	Auszahlungen an Unternehmenseigner und Minderheitsgesellschafter (Dividenden, Erwerb eigener Anteile, Eigenkapitalrückzahlungen, andere Ausschüttungen)	-5.533
+	Einzahlungen aus der Begebung von Anleihen und der Aufnahme von (Finanz-) Krediten	117.418
-	Auszahlungen aus der Tilgung von Anleihen und (Finanz-) Krediten	-37.329
-	Gezahlte Zinsen	-2.957
=	Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	71.600
=	Zahlungswirksame Veränderungen des Finanzmittelfonds	-19.891
Wechselkurs-, konsolidierungskreis- und bewertungsbedingte Änderungen des Finanzmittelfonds		381
Finanzmittelfonds		
	am Anfang der Periode	37.170
	am Ende der Periode	17.660

Konzernanhang

1. Allgemeine Angaben

Der Konzernabschluss der ABO Energy GmbH & Co. KGaA, Wiesbaden (eingetragen beim Amtsgericht Wiesbaden, HRB 35117) wird nach den Rechnungslegungsvorschriften für Kapitalgesellschaften des Handelsgesetzbuches (HGB) unter Berücksichtigung des Aktiengesetzes (AG) aufgestellt.

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 aufgrund von Rundungen zu Differenzen von +/- T€ 1 kommen.

2. Konsolidierungskreis

In den Konzernabschluss sind neben der Muttergesellschaft ABO Energy GmbH & Co. KGaA 16 (Vorjahr: 16) Tochterunternehmen einbezogen, auf die 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)	94%
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 Hellas S.A., Athen (Griechenland)	100%
ABO Energy Hungary KFT, Budapest (Ungarn)	100%
ABO Energy Ireland Ltd., Dublin (Irland)	100%
ABO Energy Northern Ireland Ltd., Lisburn (Großbritannien)	100%
ABO Energy Polska Sp. z o.o., Łódź (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%
ABO Wind Betriebs GmbH, Wiesbaden (Deutschland)	100%
ABO Wind Mezzanine GmbH & Co. KG, Wiesbaden (Deutschland)	100%
ABO Wind Mezzanine II GmbH & Co. KG, Wiesbaden (Deutschland)	100%

Änderungen am Konsolidierungskreis:

Gegenüber dem 31.12.2023 gab es keine Änderungen im Konsolidierungskreis. Die ABO Energy Colombia SAS, wurde erstmalig zum 31.12.2023, rückwirkend zum 01.01.2023, in den Konsolidierungskreis aufgenommen. Im Halbjahresabschluss zum 30.06.2023 war die ABO Energy Colombia SAS noch nicht im Konsolidierungskreis enthalten.

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

4.1. Bilanzierung und Bewertung der Aktivposten

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 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.

Fremdwährungsumrechnung

Geschäftsvorfälle in fremder Währung werden grundsätzlich mit dem Kurs zum Zeitpunkt der Transaktion erfasst. Zum Bilanzstichtag offene Forderungen oder Verbindlichkeiten aus solchen Transaktionen werden wie folgt bewertet:

Kurzfristige Fremdwährungsforderungen (Restlaufzeit von einem Jahr oder weniger) sowie liquide Mittel oder andere kurzfristige Vermögensgegenstände in Fremdwährungen werden zum Devisenkassamittelkurs am Bilanzstichtag umgerechnet.

Kurzfristige Fremdwährungsverbindlichkeiten (Restlaufzeit von einem Jahr oder weniger) werden zum Devisenkassamittelkurs am Bilanzstichtag umgerechnet.

Für in den Konzernabschluss einbezogene Tochterunternehmen, deren Währung nicht der des Konzerns entspricht, gilt folgendes:

Vermögensgegenstände und **Schulden** werden mit dem Devisenkassamittelkurs am Bilanzstichtag, **Aufwendungen** und **Erträge** zum Durchschnittskurs und das Eigenkapital zum historischen Kurs umgerechnet. Eine sich ergebende Währungsdifferenz aus der Umrechnung wird im Eigenkapital unter der Position „Eigenkapitaldifferenz aus Währungsumrechnung“ erfasst.

Die **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 Auszahlungen vor dem Abschlussstichtag angesetzt, soweit sie Aufwand für einen bestimmten Zeitraum nach diesem Zeitpunkt darstellen.

4.2. Bilanzierung und Bewertung der

Passivposten

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

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.

5. Angaben zur Bilanz

Soweit nicht anders erwähnt, beziehen sich die Vorjahresangaben zur Bilanz auf den 31. Dezember 2023.

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 beigefügt.

Die unter den Finanzanlagen ausgewiesenen Anteile an verbundenen Unternehmen und Beteiligungen werden in der dem Anhang als Anlage beigefügten Anteilsbesitzliste aufgeführt. Sofern die Anteile oder Beteiligungen für die Beurteilung der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage von untergeordneter Bedeutung sind wurde auf eine Angabe verzichtet. Zudem wurde von der Ausnahmeregelung gemäß § 313 Abs. 3 Satz 1 HGB Gebrauch gemacht.

Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

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

30.06.2024	Summe in T€	Restlaufzeiten	
		< 1 Jahr	> 1 Jahr
Forderungen aus Lieferung und Leistungen (Vorjahr)	51.051 (47.177)	50.749 (46.886)	301 (291)
Forderungen gegen verbundene Unternehmen (Vorjahr)	226.361 (158.138)	222.243 (153.913)	4.117 (4.225)
Sonstige Vermögensgegenstände (Vorjahr)	18.707 (15.359)	18.640 (15.134)	67 (225)
Summe (Vorjahr)	296.119 (220.674)	291.633 (215.933)	4.486 (4.741)

Die Forderungen gegen verbundene Unternehmen resultieren im Wesentlichen aus konzerninterner Unternehmensfinanzierung in Höhe von 51,0 Mio. € (Vorjahr: 121,1 Mio. €) sowie aus dem Lieferungs- und Leistungsverkehr in Höhe von 175,3 Mio. € (Vorjahr: 37,0 Mio. €).

Aktive latente Steuern

Der in der Bilanz gesondert ausgewiesene Posten „Aktive latente Steuern“ resultiert in Höhe von 0,2 Mio. € (Vorjahr: 0,6 Mio. €) aus der Überleitung der lokalen Einzel-Abschlüsse auf konzerneinheitliche Bilanzierungs- und Bewertungsstandards sowie Verlustvorträgen und in Höhe von 2,2 Mio. € (Vorjahr: 1,9 Mio. €) aus der Zwischenergebniseliminierung.

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

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

Eigenkapital

Das gezeichnete Kapital der ABO Energy GmbH & Co. KGaA ist in 9.220.893 Stückaktien mit einem rechnerischen Anteil von 1 €/Aktie am Grundkapital eingeteilt.

Der persönlich haftende Gesellschafter ist ermächtigt, das Grundkapital bis zum 26. Oktober 2028 mit Zustimmung des Aufsichtsrates um bis zu 2,0 Mio. € gegen Bar- und/oder Sacheinlage einmal oder mehrmals zu erhöhen. der Kommanditaktionären ist dabei grundsätzlich ein Bezugsrecht einzuräumen, wobei das Bezugsrecht der Aktionäre ausgeschlossen werden kann (genehmigtes Kapital 2023/1).

Der persönlich haftende Gesellschafter ist ermächtigt, das Grundkapital bis zum 27. April 2027 mit Zustimmung des Aufsichtsrates, um bis zu 0,5 Mio. € gegen Bareinlage einmal oder mehrmals zu erhöhen, wobei das Bezugsrecht der Aktionäre ausgeschlossen werden kann (Genehmigtes Kapital 2022/1).

Der Bilanzgewinn der Muttergesellschaft aus dem Geschäftsjahr 2023 in Höhe von 27,0 Mio. € wurde wie folgt verwendet:

- 5,5 Mio. € wurden als Dividenden ausgeschüttet,
- 21,5 Mio. € wurden in die anderen Gewinnrücklagen eingestellt.

Mezzanine Kapital

Zum Bilanzstichtag waren Genussscheine in Höhe von 13,6 Mio. € (Vorjahr 13,7 Mio. €) emittiert. Jeder der emittierten Genussscheine repräsentiert einen rechnerischen Wert von 1 €. Von der Gesamtsumme entfallen 8,4 Mio. € (Vorjahr 8,5 Mio. €) auf die ABO Wind Mezzanine GmbH & Co. KG und 5,2 Mio. € (Vorjahr: 5,2 Mio. €) auf die ABO Wind Mezzanine II GmbH & Co. KG. Die Genussrechtinhaber haben Anspruch auf eine jährliche Verzinsung.

Rückstellungen

Die Steuerrückstellungen setzen sich wie folgt zusammen:

Steuerrückstellungen	30.06.2024	31.12.2023
	T€	T€
Rückstellung für Körperschaftsteuer	7.135	7.348
Rückstellung für Gewerbesteuer	5.926	3.667
Summe	13.061	11.015

Die sonstigen Rückstellungen untergliedern sich wie folgt:

Sonstige Rückstellungen	30.06.2024	31.12.2023
	T€	T€
Rückstellung für ausstehende Rechnungen	13.171	15.935
Rückstellung für Personal	6.843	7.556
Sonstige Rückstellungen	3.555	5.341
Rückstellung für Ausgleichsmaßnahmen	1.532	1.816
Rückstellung für div. Projektrisiken	1.369	1.525
Rückstellung für Gewährleistung	567	686
Rückstellung für Aufbewahrung von Geschäftsunterlagen	25	25
Rückstellung für Abschluss- und Prüfungskosten	24	191
Summe	27.086	33.075

Verbindlichkeiten

Die Verbindlichkeiten gliedern sich zum Stichtag wie folgt:

Verbindlichkeiten	30.06.2024	Restlaufzeiten		
		Summe in T€	bis zu 1 Jahr	1 bis 5 Jahre
Anleihen (Vorjahr)	107.636 (42.636)	0 (0)	0 (0)	107.636 42.636
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten (Vorjahr)	179.670 (157.443)	2.978 (3.221)	176.692 (128.723)	0 (25.500)
Verbindlichkeiten aus Lieferung und Leistungen (Vorjahr)	11.869 (18.454)	11.869 (18.454)	0 (0)	0 (0)
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen (Vorjahr)	13.172 (5.041)	13.172 (5.041)	0 (0)	0 (0)
Sonstige Verbindlichkeiten (Vorjahr)	21.937 (18.295)	21.937 (18.295)	0 (0)	0 (0)
-davon aus Steuern (Vorjahr)	13.809 (14.001)	13.809 (14.001)	0 (0)	0 (0)
-davon im Rahmen der sozialen Sicherheit (Vorjahr)	1.092 (903)	1.092 (903)	0 (0)	0 (0)
Summe (Vorjahr)	334.285 (241.869)	49.957 (45.011)	176.692 (128.722)	107.636 (68.136)

Die Position Anleihen setzt sich aus zwei begebenen Schuldverschreibungen zusammen:

Anleihe 2021/2030: Im Jahr 2021 hat die ABO Energy GmbH & Co. KGaA 5.000 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 65.000 auf den Inhaber lautende nachrangige Schuldverschreibungen im Nennbetrag von je 1 T€ angeboten (ISIN: DE000A3829F5). Insgesamt wurde ein Nettoemissionserlös von insgesamt **65,0 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 verbundenen Unternehmen enthalten 7,8 Mio. € (Vorjahr: 5,0 Mio. €) aus dem Lieferungs- und Leistungsverkehr.

Die Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten beinhalten endfälligen Schuldscheindarlehen in Höhe von 70,0 Mio. € (Vorjahr: 70,0 Mio. €). Der Rest dieser Position entfällt auf Tilgungsdarlehen.

Passiver Rechnungsabgrenzungsposten

Im passiven Rechnungsabgrenzungsposten ist im Wesentlichen ein in Zusammenhang mit Darlehen gewährter KfW-Zuschuss in Höhe von 1,0 Mio. € (Vorjahr: 1,1 Mio. €) bilanziert, der über die Darlehenslaufzeit aufgelöst wird.

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 der 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:

	30.06.2024		30.06.2023	
	T€	%	T€	%
Planung und Rechteverkauf	74.356	60,7	51.513	39,4
Errichtung	38.756	31,6	71.329	54,6
Dienstleistungen	9.396	7,7	7.828	6,0
Summe	122.508	100,0	130.670	100,0

Die Aufgliederung nach geografisch bestimmten Märkten ergibt folgendes Bild:

	30.06.2024		30.06.2023	
	T€	%	T€	%
Deutschland	71.240	58,15	86.558	66,24
Spanien	26.588	21,70	15.184	11,62
Finnland	7.926	6,47	250	0,19
Frankreich	7.334	5,99	1.786	1,37
Ungarn	3.930	3,21	2.210	1,69
Südafrika	2.624	2,14	1.336	1,02
Griechenland	1.195	0,98	18.353	14,05
Argentinien	668	0,55	0	0,00
Irland	515	0,42	52	0,04
Kanada	372	0,30	1.634	1,25
Polen	57	0,05	2.098	1,61
Kolumbien	2	0,00	1.182	0,90
Andere	57	0,00	27	0,00
Summe	122.508	100,00	130.670	100,00

Sonstige betriebliche Erträge

In den sonstigen betrieblichen Erträgen sind periodenfremde Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen in Höhe von 0,2 Mio. € enthalten (erstes Halbjahr 2023: 1,4 Mio. €) sowie Erträge aus der Fremdwährungsumrechnung in Höhe von 1,1 Mio. € (erstes Halbjahr 2023: 0,9 Mio. €) enthalten. Von diesen Erträgen aus der Fremdwährungsumrechnung wurden 0,3 Mio. € (erstes Halbjahr 2023: 0,7 Mio. €) bereits realisiert.

Abschreibungen

Die Abschreibungen in Höhe von 7,5 Mio. € (erstes Halbjahr 2023: 7,0 Mio. €) teilen sich auf in 2,0 Mio. € (erstes Halbjahr: 1,7 Mio. €) Abschreibungen auf das Anlagevermögen und 5,5 Mio. € (erstes Halbjahr 2023 5,0 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 aus Forderungsverlusten in Höhe von 0,2 Mio. € (erstes Halbjahr 2023: 0,6 Mio. €). Außerdem sind Aufwendungen aus der Währungsumrechnung in Höhe von 1,6 Mio. € (Vorjahr: 1,3 Mio. €) erfasst.

Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

In den Steuern vom Einkommen und Ertrag sind Erträge aus latenten Steuern von 1,0 Mio. € (erstes Halbjahr 2023: 3,6 Mio. €) und Aufwendungen aus latenten Steuern von 1,0 Mio. € (erstes Halbjahr 2023: 2,9 Mio. €) enthalten.

7. Sonstige Angaben

Haftungsverhältnisse

Die ABO Energy GmbH & Co. KGaA hat eine Garantieerklärung gegenüber den Genussrechtsinhabern der ABO Wind Mezzanine GmbH & Co. KG für die Zinsverbindlichkeiten in Höhe von 4,3% der jeweiligen Einlagen abgegeben, wenn die ABO Wind Mezzanine GmbH & Co. KG die Zinsen nicht oder nicht vollständig ausschütten kann. Die maximale Einlage beträgt 10 Mio. €, zum 31.12.2023 beträgt die Einlage 8,5 Mio. €. Die Zinsen für 2023 wurden planmäßig zum 28.02.2024 ausgeschüttet.

Des Weiteren hat die Gesellschaft eine Garantieerklärung gegenüber den Genussrechtsinhabern der ABO Wind Mezzanine II GmbH & Co. KG für die Zinsverbindlichkeiten in Höhe von 4% der jeweiligen Einlagen abgegeben, wenn die ABO Wind Mezzanine II GmbH & Co. KG die Zinsen nicht oder nicht vollständig ausschütten kann. Die maximale Einlage beträgt 5,4 Mio. €, zum 31.12.2023 beträgt die Einlage 5,2 Mio. €. Die Zinsen für 2023 wurden planmäßig zum 28.02.2024 ausgeschüttet.

Die Gesellschaft haftet in Höhe von 13,3 Mio. € für Kontokorrentrahmen, die der ABO Energy 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 in Höhe von 136,5 Mio. € für die Kontokorrentlinie, die der ABO Energy España 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 193 Mio. € ausgegeben.

Darüber hinaus besteht eine Patronatserklärung der ABO Energy GmbH & Co. KGaA zugunsten einer Tochtergesellschaft. In dieser Patronatserklärung verpflichtet sich die ABO Energy GmbH & Co. KGaA Intercompany Darlehen aufrechtzuerhalten sowie für die bestehenden und zukünftigen Verbindlichkeiten der Tochtergesellschaft einzustehen. Diese Erklärung erlischt spätestens zum 30.06.2026.

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.

Sonstige finanzielle Verpflichtungen und außerbilanzielle Geschäfte

Weiterhin bestehen im Konzern Verpflichtungen aus befristeten Miet- und Leasingverträgen in Höhe von 13,8 Mio. € (Vorjahr 13,1 Mio. €). Die Verpflichtungen entfallen im Wesentlichen auf Raummieten und Kfz-Leasing.

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 Betragkongruenz des Grund- und Sicherungsgeschäfts bei nahezu 100 %.

Für folgende Mikro-Hedge wurde eine Bewertungseinheit gebildet:

Zur Absicherung von Zinsrisiken aus der Begebung eines Schuldscheindarlehen 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 + 1,400% und die andere über 9,0 Mio. € mit einer Laufzeit von 5 Jahren und einem Zinssatz EURIBOR 6 Monate + 1,600 %.

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

Anfangsdatum	Enddatum	Währung	Bezugsbetrag	Festsatz (% p.a.)	Festbetrag	Zahlungstermin
07.03.2024	09.09.2024	EUR	8.000.000	2,75	113.667	09.09.2024
09.09.2024	07.03.2025	EUR	8.000.000	2,75	109.389	07.03.2025
07.03.2025	08.09.2025	EUR	8.000.000	2,75	113.056	08.09.2025

Der beizulegende Zeitwert dieses Zinssicherungsgeschäfts zum Stichtag beträgt 91 T€ (Vorjahr: 18 T€).

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

Anfangsdatum	Enddatum	Währung	Bezugsbetrag	Festsatz (% p.a.)	Festbetrag	Zahlungstermin
07.03.2024	09.09.2024	EUR	9.000.000	2,82	131.130	09.09.2024
09.09.2024	07.03.2025	EUR	9.000.000	2,82	126.195	07.03.2025
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 69 T€ (Vorjahr: -120 T€).

Arbeitnehmer

Per 30.06.2024 waren durchschnittlich 1.375 Angestellte (Vorjahr: 1.221) beschäftigt, die sich wie folgt nach Gruppen aufteilen:

Arbeitnehmergruppen	30.06.2024	31.12.2023
Leitende Angestellte	29	28
Vollzeitbeschäftigte Mitarbeiter	1.051	940
Teilzeitbeschäftigte Mitarbeiter	295	253
Summe	1.375	1.221

Geschäftsführung / Vorstand

Die ABO Energy GmbH & Co. KGaA wird durch die Geschäftsführung deren einzigen Komplementärin, der Ahn & Bockholt Management GmbH, vertreten. Mit der Umfirmierung der ABO Wind AG wurde deren gesamter Vorstand als Geschäftsführung der Ahn & Bockholt Management GmbH bestellt.

Mitglieder des Vorstands vor Formwechsel waren im ersten Halbjahr 2024 / Mitglieder der Geschäftsführung der Ahn & Bockholt Management GmbH nach Formwechsel waren:

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

Dr. Jochen Ahn, Dipl. Chemiker, Wiesbaden, verantwortlich für Geschäftsentwicklung,

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

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

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

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

Aufsichtsrat

Mitglieder des Aufsichtsrats waren im ersten Halbjahr 2024:

Vorsitzender

Rechtsanwalt Dr. Alexander Thomas, Fachanwalt für Aktien- und Kapitalmarktrecht, Partner der Kanzlei GSK Stockmann, Pullach im Isartal

Weitere Mitglieder

Dr. Daniel Duben, Politikwissenschaftler, Wiesbaden (ab 02.04.2024),

Martin Giehl, Vorstand der Mainova AG, Heiligenhaus (ab 02.04.2024),

Natalie Hahner, Betriebswirtin,

Mitarbeiterin ABO Energy GmbH & Co. KG, Mainz,

Eveline Lemke, Geschäftsführerin der Eveline Lemke Consulting, Volksfeld und

Maike Schmidt, Wissenschaftlerin, Leiterin des Fachgebiets Systemanalyse am Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung, Stuttgart (ab 02.04.2024)

8. Nachtragsbericht

Nach dem 30.06.2024 sind keine 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 2024

Ahn & Bockholt Management GmbH
vertreten durch deren Geschäftsführung



Dr. Karsten Schlageter
Sprecher



Dr. Jochen Ahn



Matthias Hollmann



Susanne von Mutius



Alexander Reinicke



Dr. Thomas Treilling